

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

1.0 - Identificação	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3
1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores	4

2. Auditores independentes

2.1 / 2 - Identificação e remuneração	5
2.3 - Outras inf. relev. - Auditores	8

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações financeiras	9
3.2 - Medições não contábeis	10
3.3 - Eventos subsequentes às DFs	15
3.4 - Política destinação de resultados	16
3.5 - Distribuição de dividendos	19
3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas	20
3.7 - Nível de endividamento	21
3.8 - Obrigações	22
3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras	23

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição - Fatores de Risco	24
4.2 - Descrição - Riscos de Mercado	44
4.3 - Processos não sigilosos relevantes	47
4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest	62
4.5 - Processos sigilosos relevantes	64
4.6 - Processos repetitivos ou conexos	65
4.7 - Outras contingências relevantes	66
4.8 - Regras-país origem/país custodiante	67

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	68
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	74
5.3 - Descrição - Controles Internos	75

Índice

5.4 - Programa de Integridade	78
5.5 - Alterações significativas	83
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	84
6. Histórico do emissor	
6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM	85
6.3 - Breve histórico	86
6.5 - Pedido de falência ou de recuperação	90
6.6 - Outras inf. relev. - Histórico	91
7. Atividades do emissor	
7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas	92
7.1.a - Infos. de sociedade de economia mista	95
7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais	96
7.3 - Produção/comercialização/mercados	97
7.4 - Principais clientes	110
7.5 - Efeitos da regulação estatal	111
7.6 - Receitas relevantes no exterior	148
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira	149
7.8 - Políticas socioambientais	150
7.9 - Outras inf. relev. - Atividades	151
8. Negócios extraordinários	
8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante	152
8.2 - Alterações na condução de negócios	153
8.3 - Contratos relevantes	155
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	156
9. Ativos relevantes	
9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante	157
9.1.a - Ativos imobilizados	160
9.1.b - Ativos Intangíveis	161
9.1.c - Participação em sociedades	162
9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.	163
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	164

Índice

10.2 - Resultado operacional e financeiro	203
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	206
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	207
10.5 - Políticas contábeis críticas	219
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	224
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	225
10.8 - Plano de Negócios	226
10.9 - Outros fatores com influência relevante	228
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	230
11.2 - Acompanhamento das projeções	231
12. Assembléia e administração	
12.1 - Estrutura administrativa	232
12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias	238
12.3 - Regras, políticas e práticas do CA	240
12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos	241
12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF	243
12.7/8 - Composição dos comitês	250
12.9 - Relações familiares	251
12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle	252
12.11 - Acordos /Seguros de administradores	253
12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm	254
13. Remuneração dos administradores	
13.1 - Política/prática de remuneração	257
13.2 - Remuneração total por órgão	259
13.3 - Remuneração variável	263
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações	264
13.5 - Remuneração baseada em ações	266
13.6 - Opções em aberto	267
13.7 - Opções exercidas e ações entregues	268
13.8 - Precificação das ações/opções	269

Índice

13.9 - Participações detidas por órgão	270
13.10 - Planos de previdência	271
13.11 - Remuneração máx, mín e média	272
13.12 - Mecanismos remuneração/indenização	273
13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.	274
13.14 - Remuneração - outras funções	275
13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada	276
13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração	278
14. Recursos humanos	
14.1 - Descrição dos recursos humanos	279
14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos	280
14.3 - Política remuneração dos empregados	281
14.4 - Relações emissor / sindicatos	282
14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos	284
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 2 - Posição acionária	285
15.3 - Distribuição de capital	290
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	291
15.5 - Acordo de Acionistas	292
15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm	293
15.7 - Principais operações societárias	294
15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico	302
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.	303
16.2 - Transações com partes relacionadas	305
16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade	317
16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas	318
17. Capital social	
17.1 - Informações - Capital social	319
17.2 - Aumentos do capital social	320
17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação	321
17.4 - Redução do capital social	322

Índice

17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social	323
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	324
18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto	325
18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos	326
18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários	328
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	329
18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários	332
18.6 - Mercados de negociação no Brasil	333
18.7 - Negociação em mercados estrangeiros	334
18.8 - Títulos emitidos no exterior	335
18.9 - Ofertas públicas de distribuição	336
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas	339
18.11 - Ofertas públicas de aquisição	340
18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários	341
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Descrição - planos de recompra	346
19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria	347
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	348
20. Política de negociação	
20.1 - Descrição - Pol. Negociação	349
20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação	350
21. Política de divulgação	
21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos	351
21.2 - Descrição - Pol. Divulgação	352
21.3 - Responsáveis pela política	353
21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação	354

1. Responsáveis pelo formulário / 1.0 - Identificação

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Max Xavier Lins

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Raffaele Enrico Grandi

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

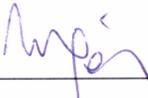
1. Responsáveis pelo formulário / 1.1 – Declaração do Diretor Presidente

1.1 - Declaração do Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Max Xavier Lins
Cargo do responsável	Diretor Presidente

O Diretor Presidente acima qualificado declara que:

- a. reviu o formulário de referência.
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19.
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



Max Xavier Lins

1. Responsáveis pelo formulário / 1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário
Cargo do responsável

Raffaele Enrico Grandi

Diretor de Relações com Investidores

O Diretor de Relações com Investidores acima qualificado declara que:

- a. reviu o formulário de referência.
- b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19.
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Raffaele Enrico Grandi

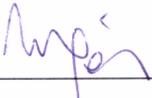
1. Responsáveis pelo formulário / 1.3 - Declaração do Diretor Presidente/Relações com Investidores

1.1 - Declaração do Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário	Max Xavier Lins
Cargo do responsável	Diretor Presidente

O Diretor Presidente acima qualificado declara que:

- reuiu o formulário de referência.
- todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19.
- o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.



Max Xavier Lins

2. Auditores independentes / 2.1 / 2 - Identificação e remuneração

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	01/04/2015
Descrição do serviço contratado	Os auditores independentes prestaram os serviços listados abaixo: (i) auditoria e emissão de relatório sobre as demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; (ii) revisão e emissão de relatório sobre as Informações Trimestrais (ITRs) da Companhia para os períodos findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2017, 2018 e 2019; (iii) auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, elaboradas de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) aprovado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014; e (iv) revisão do Relatório de Controle Patrimonial – RCP referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2018 e 2019, elaborado segundo com a norma da resolução ANEEL 367/2009; (v) auditoria dos relatórios específicos para fins de consolidação pela controladora indireta The AES Corporation, sediada nos Estados Unidos da América, preparadas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América para o ano de 2017 até a migração para o Novo Mercado (27 de novembro de 2017); (vi) realização durante o exercício social findo em 2017 de procedimentos previamente acordados para revisão do cálculo que demonstra que o somatório dos direitos emergentes já cedidos em operação vigente acrescido da nova operação referente a 3ª emissão de notas promissórias, 20ª emissão de debêntures, CCB Safra e FINEM (3º protocolo) não supera o valor do Fluxo de Caixa da Concessão de acordo com a resolução Normativa ANEEL nº 766/2017; (vii) realização de procedimentos previamente acordados de acordo com a norma NBC TSC 4400, para atendimento às disposições dos Despachos nº 512, de 10 de fevereiro de 2011, e nº 1.976, de 24 de julho de 2013, da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, referente aos Programas e Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética realizados pela Companhia em 2017, 2018 e 2019; (viii) procedimentos previamente acordados em conexão com a tentativa de oferta pública realizada no exercício social de 2018 com esforços restritos de ações de emissão da Companhia; e (ix) asseguração limitada dos dados não financeiros da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., constantes no Relatório de Sustentabilidade da Enel Brasil, ano base 2018, GRI Standards.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços de auditoria externa prestados no último exercício social correspondeu a um montante de R\$ 1.384.074,00
Justificativa da substituição	Não aplicável
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
MARCOS ANTONIO QUINTANILHA	01/04/2015	006.840.298-80	Av. Presidente Juscelino Kubitschek, 1909, Torre Norte, 6 e 10 andares, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04543-900, Telefone (11) 33220561, Fax (11) 25734910, e-mail: marcos.a.quintanilha@br.ey.com

Adilvo França Junior	19/10/2018	740.975.555-53	Av. Presidente Juscelino Kubitschek, 1909, Torre Norte, 6 e 10 andares, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04543-900, Telefone (11) 25730000, Fax (11) 25734910, e-mail: adilvo.franca@br.ey.com
----------------------	------------	----------------	--

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0003-90
Período de prestação de serviço	01/01/2020
Descrição do serviço contratado	Auditoria externa independente das demonstrações contábeis societárias para o exercício a findar em 31 de dezembro de 2020 a 2024 e revisão das informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais -ITR's para os trimestres a findarem-se em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro dos respectivos anos, de acordo com as normas brasileiras de contabilidade para atendimento à CVM e auditoria anual das demonstrações financeiras regulatórias para a ANEEL.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não aplicável.
Justificativa da substituição	Término de contrato de serviço e otimização dos custos da Companhia
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Alexandre Vinicius Ribeiro de Figueiredo	01/04/2020	034.149.647-24	RUA ARQUITETO OLAVO REDIG DE CAMPOS, 105,TORRE A, Vila São Francisco, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04711-904, Telefone (11) 39401500, Fax (11) 39401501, e-mail: alexandrefigueiredo@kpmg.com.br

2. Auditores independentes / 2.3 - Outras inf. relev. - Auditores

2.3 - Outras Informações relevantes

A Administração da Companhia entende que os serviços mencionados nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade do auditor independente contratado. A escolha dos auditores independentes da Companhia é de competência do Conselho de Administração e, ao contratar outros serviços que não de auditoria externa de seus auditores, a Companhia atua conforme as suas políticas de modo a preservar a independência do auditor seguindo os seguintes princípios: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia; e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

3. Informações financ. selecionadas / 3.1 - Informações financeiras - Individual

(Reais Unidade)	Exercício social (31/12/2019)	Exercício social (31/12/2018)	Exercício social (31/12/2017)
Patrimônio Líquido	3.969.216.000,00	2.880.980.000,00	1.751.838.000,00
Ativo Total	26.469.544.000,00	18.554.580.000,00	16.087.314.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	14.704.049.000,00	14.489.839.000,00	13.083.172.000,00
Resultado Bruto	1.718.153.000,00	542.296.000,00	960.712.000,00
Resultado Líquido	777.067.000,00	-315.261.000,00	-876.556.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria	197.466.862	197.456.897	164.285.733
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	20,100669	14,590425	10,660000
Resultado Básico por Ação	3,935177	-1,812824	-5,251980
Resultado Diluído por Ação	3,94	-1,81	-5,25

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

3.2 - Medições não contábeis

(a) valor das medições não contábeis

EBITDA e EBITDA Ajustado

O EBITDA, também conhecido como LAJIDA (Lucro Antes dos Juros, Impostos de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, Depreciação e Amortização) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, em consonância com a Instrução da CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 (“Instrução CVM 527”), conciliada com suas demonstrações financeiras e consiste no lucro (prejuízo) líquido, acrescido pelo resultado financeiro líquido, pelas receitas (despesas) de imposto de renda e contribuição social e por todos os montantes de depreciação e amortização. Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto, não é afetado por: (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

O EBITDA Ajustado, utilizado pela Companhia para efeito de índices financeiros em instrumentos de dívida e contratos financeiros da Companhia (*covenants* financeiros), corresponde ao EBITDA ajustado pela despesa com entidade de previdência privada (Fundo de Pensão - Fundação CESP), classificada na conta de “custo de operação”. A partir da emissão da 23ª debênture, o cálculo do EBITDA Ajustado da Companhia passou a considerar também os ajustes por: (i) provisão para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa e (ii) contingências, com o objetivo de padronizar às condições utilizadas pelo grupo Enel. Já a 24ª debênture e 6ª Nota Promissória, emitidas em 2019, não consideram as “Perdas na desativação de ativos” para fins de cálculo do EBITDA Ajustado.

Após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, a administração da Companhia procedeu a alguns ajustes e reclassificações em suas demonstrações do resultado para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, conforme detalhado no item 10.4 (a) e (b).

O EBITDA e o EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro – *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* (“IASB”) e nem para fins regulatórios, tampouco devem ser considerados isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro (prejuízo) líquido, como medida operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medidas de liquidez e não devem ser considerados como base para distribuição de dividendos.

A seguir são demonstrados os valores do EBITDA e do EBITDA Ajustado para os últimos três exercícios sociais. Ressalta-se que apenas o valor de EBITDA Ajustado de 2018 considera os ajustes por provisão para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa e contingências, e que os valores de 2017 foram reapresentados, conforme explicado anteriormente.

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Medições não contábeis	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
(R\$ mil, exceto %)			
EBITDA	2.368,1	1.101,2	1.484,8
EBITDA Ajustado	2.643.264 ¹	1.456,7	1.503,2
EBITDA Ajustado – 6ª NP e 24ª Debênture	2.734.700	-	-

¹ Valor correspondente ao EBITDA Ajustado da 23ª Debênture

Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada

A Dívida Bruta é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras e visa demonstrar a somatória dos saldos de empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro (este último apenas para 2017).

A Dívida Bruta Ajustada é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras e visa demonstrar a somatória dos saldos de empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro (este último apenas para 2017) e obrigações com entidade de previdência privada, excluindo os efeitos das remunerações atuariais do CPC 33- RI com entidade de previdência privada.

Seguem abaixo os valores da Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada nos últimos três exercícios sociais:

Medições não contábeis	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
(R\$ mil, exceto %)			
Dívida Bruta	3.887,4	4.145,2	3.569,0
Dívida Bruta Ajustada	5.098,0	5.329,1	4.817,2

Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada

A Dívida Líquida é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras e visa demonstrar a somatória dos saldos de empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro (este último apenas para 2017), deduzidos do saldo de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

A Dívida Líquida Ajustada é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras e visa demonstrar a somatória dos saldos de empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro (este último apenas para 2017) e obrigações com entidade de previdência privada, excluindo os efeitos das remunerações atuariais do CPC 33- RI com entidade de previdência privada, deduzidos do saldo de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

A seguir são apresentados os valores da Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada nos últimos três exercícios sociais:

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Medições não contábeis	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
(R\$ mil, exceto %)			
Dívida Líquida	2.553,1	3.124,9	2.967,7
Dívida Líquida Ajustada	3.812,4	4.387,7	4.216,0

(b) conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas**EBITDA e EBITDA Ajustado**

A seguir são apresentadas as reconciliações do lucro (prejuízo) líquido para o EBITDA e para o EBITDA Ajustado da Companhia para os últimos três exercícios sociais. Ressalta-se que os valores de 2017 foram reapresentados, conforme explicado anteriormente

Reconciliação do lucro (prejuízo) líquido para o EBITDA e EBITDA Ajustado (em milhões de R\$)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
(R\$ mil, exceto %)			
(=) Lucro líquido (prejuízo) do período / exercício	777,1	(315,3)	(876,6)
(+) Resultado financeiro líquido	(550,4)	(991,1)	(2.273,7)
(+/-) Tributos sobre o lucro	(390,7)	133,6	436,4
(-) Depreciação e Amortização	(650,0)	(558,9)	(524,1)
(=) EBITDA	2.368,1	1.101,2	1.484,8
(-) Entidade de Previdência Privada	(26,8)	(20,7)	(18,4)
(-) PECLD e Contingências	(289,2)	(334,3)	N/A
(-) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 / IFRS 16)	40.881	-	-
(=) EBITDA Ajustado – 23ª Debênture	2.643,3	1.456,2	1.503,2
(+) Despesa com arrendamento operacional	(40.881)	-	-
(-) Perda com desativação de bens e direitos	(50.556)	-	-
(=) EBITDA Ajustado – 6ª NP e 24ª Debênture	2.734,7	-	-

Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada

A seguir são apresentadas as reconciliações da dívida bruta para a dívida bruta ajustada da Companhia para os últimos três exercícios sociais

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Reconciliação dos saldos de Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada (em milhões de R\$)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
Dívida Bruta	3.887,4	4.145,2	3.569,0
Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)	274,4	493,4	934,2
Debêntures (circulante e não circulante)	3613,0	3.573,0	2.551,4
Arrendamento Financeiro (circulante e não circulante)	-	78,9	83,5
Dívida Bruta Ajustada	5.098,04	5.329,10	4.817,20
Obrigações com entidade de previdência privada	5.982,4	3.895,5	3.707,1
Remensurações atuariais ⁽¹⁾	(4.634,3)	(2.537,0)	(2.458,9)

(1) Refere-se às remensurações atuariais (ganhos e perdas atuariais acumulados em outros resultados abrangentes) do CPC 33-R1 com entidade de previdência privada.

Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada

Seguem a seguir as reconciliações dos saldos de dívida bruta, dívida bruta ajustada, dívida líquida e dívida líquida ajustada registrados pela Companhia nos últimos três exercícios sociais:

Reconciliação dos saldos de Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada (em milhões de R\$)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
Total de Caixa e Equivalente Caixa e Investimentos de Curto Prazo	(1.285,7)	(941,4)	(601,3)
Caixa e Equivalentes Caixa	(1280,2)	(936,7)	(597,4)
Investimentos de Curto Prazo	(5,5)	(4,7)	(3,8)
Dívida Bruta	3.887,4	4.145,2	3.569,0
Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)	274,4	493,4	934,2
Debêntures (circulante e não circulante)	3613,0	3.573,0	2.551,4
Arrendamento Financeiro (circulante e não circulante)	-	78,9	83,5
Dívida Bruta Ajustada	5.098,04	5.329,10	4.817,20
Obrigações com entidade de previdência privada	5.982,4	3.799,8	3.707,1
Remensurações atuariais ⁽¹⁾	(4.634,3)	(2.537,0)	(2.458,9)
Dívida Líquida Ajustada	3.812,4	4.387,8	4.216,0
Dívida Líquida	2.553,1	3.203,80	2.967,70

(c) motivo pelo qual tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

EBITDA e EBITDA Ajustado

O EBITDA e o EBITDA Ajustado são utilizados como medidas de desempenho pela administração da Companhia, por serem medidas práticas que melhor refletem a geração de caixa advinda dos resultados operacionais da Companhia. O EBITDA e o EBITDA Ajustado são informações adicionais às demonstrações financeiras e não devem ser utilizados em substituição aos resultados auditados. O EBITDA e o EBITDA Ajustado não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB. Não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias.

3. Informações financ. selecionadas / 3.2 - Medições não contábeis

Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada

A Dívida Bruta e a Dívida Bruta Ajustada não são medidas de desempenho financeiro, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB e não possui significado padrão. Outras empresas podem calcular a Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada de maneira diferente ao calculado pela Companhia.

A Companhia entende que a medição da Dívida Bruta e Dívida Bruta Ajustada é útil no acompanhamento do seu grau de endividamento.

Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada

A Dívida Líquida e a Dívida Líquida Ajustada não são medidas de desempenho financeiro, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB e não possui significado padrão. Outras empresas podem calcular a Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada de maneira diferente ao calculado pela Companhia.

A Companhia entende que a medição da Dívida Líquida e Dívida Líquida Ajustada é útil na avaliação do grau de endividamento em relação à sua posição de caixa. Adicionalmente, nas escrituras de debêntures de emissão da Companhia e nos contratos financeiros, a Companhia está sujeita à observância de determinados índices financeiros (*covenants* financeiros) que utilizam a Dívida Líquida Ajustada como parâmetro na forma definida nos respectivos instrumentos de dívida. Para maiores informações sobre os contratos financeiros celebrados pela Companhia e outros instrumentos de dívida, bem como os índices financeiros (*covenants* financeiros) a que a Companhia está sujeita, vide item 10.1(f) deste Formulário de Referência

3. Informações financ. selecionadas / 3.3 - Eventos subsequentes às DFs

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados**3.4 - Política de destinação dos resultados**

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017
a. regras sobre retenção de lucros	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia.</p> <p>Em 31 de dezembro de 2019, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia.</p> <p>Em 31 de dezembro de 2018, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social da Companhia.</p> <p>Em 31 de dezembro de 2017, além das previsões de retenção de lucros contidas na Lei nº 6.404/76, o estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social.</p>
a.i. valores das retenções de lucros	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, a Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 777 milhões, o qual foi aprovado na Assembleia Geral Ordinária realizada em 08 de abril de 2020, sendo que R\$ 171,14 milhões foram destinados à reserva especial estatutária, o qual se destina ao reforço do capital de giro da Companhia.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia não realizou retenções em seu lucro líquido, em função da apuração do prejuízo líquido no referido exercício social.	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, a Companhia não realizou retenções em seu lucro líquido, em função da apuração do prejuízo líquido no referido exercício social.
a.ii. percentuais em relação aos lucros totais declarados	No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, os percentuais das retenções em relação ao lucro total declarado foram os seguintes: (i) 22% foram destinados à reserva especial estatutária; e do lucro passível de distribuição (ii) 25% foi destinado à distribuição de dividendos obrigatórios; e (iii) 60,56% foi destinado à distribuição de dividendos complementares.	-	-

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017
b. regras sobre distribuição de dividendos	Em 31 de dezembro de 2019, o estatuto social da Companhia previa que: (i) pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório; e (ii) poderão ser destinados até 75% do lucro líquido ajustado a uma Reserva Especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia.	Em 31 de dezembro de 2018, o estatuto social da Companhia previa que (i) pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório; e (ii) os acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia tinham direito a dividendos 10% maiores do que os atribuídos aos acionistas detentores de ações ordinárias da Companhia.	Em 31 de dezembro de 2017, o estatuto social da Companhia previa que (i) pelo menos 25% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, fosse anualmente distribuído aos acionistas a título de dividendo obrigatório; e (ii) os acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia tinham direito a dividendos 10% maiores do que os atribuídos aos acionistas detentores de ações ordinárias da Companhia.
c. periodicidade das distribuições de dividendos	Em 31 de dezembro de 2019, a política de distribuição de dividendos da Companhia garantia aos acionistas a distribuição anual de dividendos. No entanto, nos termos do artigo 12, inciso (vi), do estatuto social da Companhia, a Companhia poderia, a seu critério, distribuir dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (1) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (2) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral; (b) determinar o pagamento de juros sobre o capital próprio.	Em 31 de dezembro de 2018, a política de distribuição de dividendos da Companhia garantia aos acionistas a distribuição anual de dividendos. No entanto, nos termos do artigo 11, inciso (vii), do estatuto social da Companhia, a Companhia poderia, a seu critério, distribuir dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral.	Em 31 de dezembro de 2017, a política de distribuição de dividendos da Companhia garantia aos acionistas a distribuição anual de dividendos. No entanto, nos termos do artigo 11, inciso (vii), do estatuto social da Companhia, a Companhia poderia, a seu critério, distribuir dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral.
d. eventuais restrições à distribuição de dividendos	De acordo com as debêntures e as cédulas de crédito bancário ("CCBs") emitidas em favor do Bradesco S.A., a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na escritura de emissão, no contrato de distribuição e/ou nos demais documentos da oferta. Para	De acordo com as debêntures e as cédulas de crédito bancário ("CCBs") emitidas em favor do Bradesco S.A., a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na escritura de emissão, no contrato de distribuição e/ou nos demais documentos da oferta. Para	De acordo com as debêntures e as cédulas de crédito bancário ("CCBs") emitidas em favor do Bradesco S.A., a Companhia não poderá efetuar declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na escritura de emissão, no contrato de distribuição e/ou nos demais documentos da oferta. Para

3. Informações financ. selecionadas / 3.4 - Política destinação de resultados

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017
	mais informações a respeito das referidas emissões, vide os itens 10.1(f) e 18.5 deste Formulário de Referência.	mais informações a respeito das referidas emissões, vide os itens 10.1(f) e 18.5 deste Formulário de Referência.	mais informações a respeito das referidas emissões, vide os itens 10.1(f) e 18.5 deste Formulário de Referência.
e. se o emissor possui uma política formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019.	A Companhia não possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018.	A Companhia não possuía uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017.

3. Informações financ. selecionadas / 3.5 - Distribuição de dividendos

(Reais Unidade)	Últ. Inf. Contábil 31/12/2020	Exercício social 31/12/2019	Exercício social 31/12/2018	Exercício social 31/12/2017
Lucro líquido ajustado		855.688.844,75	-290.763.000,00	-770.100.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)		80,000000	0,000000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)		19,580000	0,000000	0,000000
Dividendo distribuído total		684.551.075,80	0,00	0,00
Lucro líquido retido		171.137.768,95	0,00	0,00
Data da aprovação da retenção		08/04/2020		

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório								
Ordinária			213.922.211,19	31/12/2020	0,00		0,00	
Preferencial					0,00		0,00	

3. Informações financ. selecionadas / 3.6 - Dividendos-Lucros Retidos/Reservas

3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas

A Companhia, nos últimos três exercícios sociais, não declarou dividendos em contrapartida às contas de lucros retidos ou reservas de lucros constituídas em exercícios sociais anteriores.

3. Informações financ. selecionadas / 3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2019	22.500.328.000,00	Índice de Endividamento	5,66870838	

3. Informações financ. selecionadas / 3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2019)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Descrever outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Títulos de dívida	Quirografárias		0,00	1.383.167.772,16	1.034.276.236,47	1.152.921.133,62	3.570.365.142,25
Empréstimo	Quirografárias		227.231.233,15	24.941.573,65	18.597.473,44	0,00	270.770.280,24
Total			227.231.233,15	1.408.109.345,81	1.052.873.709,91	1.152.921.133,62	3.841.135.422,49

Observação

Observação: As informações acima referem-se às informações contábeis da Companhia. O total demonstrado na tabela acima considera o saldo de empréstimos, financiamentos e debêntures. A separação dos valores das obrigações da Companhia em função das garantias atreladas utilizou as categorias garantia real, garantia flutuante e quirografária, bem como outro tipo de garantia ou privilégio: Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, bem como os demais passivos sem garantia específica. Garantias Reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas; Garantias Flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia não possui obrigações com esta categoria de garantias.

3. Informações financ. selecionadas / 3.9 - Outras inf. relev. - Inf. Financeiras

3.9 - Outras informações relevantes

Informações adicionais ao item 3.7

Nos contratos de dívidas da Companhia existem cláusulas de inadimplemento cruzado, que são condições padrões em instrumentos de financiamento em geral, de forma que a declaração de vencimento antecipado do saldo em aberto de determinada dívida, poderá constituir hipótese de vencimento antecipado de outras dívidas. Atualmente, a Companhia é devedora em emissões de debêntures simples e notas promissórias cujos instrumentos contemplam hipóteses de vencimento antecipado automático da respectiva dívida em caso de declaração de vencimento antecipado de outras dívidas.

A Companhia não tem como garantir que não irá contrair outras dívidas cujos instrumentos/contratos prevejam cláusula de inadimplemento cruzado, bem como não pode garantir que as dívidas correspondentes não vencerão antecipadamente. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os seus ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Os investidores dos nossos títulos e valores mobiliários devem considerar de forma cuidadosa os riscos específicos relacionados à Companhia e aos nossos títulos e valores mobiliários. Devem ser consideradas, à luz das circunstâncias financeiras e dos objetivos do investimento, todas as informações constantes neste Formulário de Referência, em particular, os fatores de risco abaixo relacionados.

Os investidores devem observar, ainda, que os riscos abaixo relacionados não são os únicos riscos aos quais estamos sujeitos. Há outros fatores de risco adicionais que atualmente consideramos improváveis ou dos quais atualmente não temos conhecimento, que, todavia, podem acarretar efeitos similares aos dos riscos abaixo relacionados.

(a) à Companhia

O desempenho operacional e econômico-financeiro da Companhia pode ser afetado, desfavoravelmente, por surtos de doenças transmissíveis, no Brasil e/ou no mundo, a exemplo da pandemia declarada pela Organização Mundial de Saúde (OMS) em razão da disseminação do novo coronavírus (COVID-19). A extensão da pandemia do COVID-19, a percepção de seus efeitos, ou a forma pela qual tal pandemia impactará nossos negócios depende de desenvolvimentos futuros, que são altamente incertos e imprevisíveis, podendo resultar em efeito adverso relevante em nossos negócios.

Em 11 março de 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS) declarou a pandemia da COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus (Sars-Cov-2). Na prática, a declaração significou o reconhecimento pela OMS de que, desde então, o vírus se disseminou por diversos continentes com transmissão sustentada entre as pessoas.

A declaração da pandemia do COVID-19 pela OMS desencadeou severas medidas restritivas por parte de autoridades governamentais no mundo todo, a fim de tentar controlar o surto, resultando em restrição a atividades econômicas não-essenciais e no fluxo de circulação de pessoas, provocando inclusive interrupções na cadeia de suprimentos global. No Brasil, e em nossa área de concessão, medidas para impedir ou retardar a propagação da doença, como o isolamento social, foram adotadas, e resultaram no fechamento de grandes centros comerciais, áreas de grande circulação, parques e demais espaços públicos, além da paralisação de atividade de diversos setores.

Mais especificamente para a nossa operação, considerando o atual contexto da pandemia por COVID-19, os impactos na economia mundial levam a contração dos níveis de consumos de energia em nossa área de concessão. A desaceleração econômica, indiretamente, pode levar a um maior nível de inadimplência e perdas comerciais de energia, o que, em cenários prolongados, pode vir a pressionar nossos fluxos de caixa, níveis de alavancagem e capacidade de execução dos nossos investimentos. Nesse sentido, alteração no contexto macroeconômico e operacional pode levar a Companhia a reconhecer impactos contábeis relacionados.

A disseminação do COVID-19 nos levou a modificar nossas práticas de negócios, em especial no que diz respeito aos processos de atendimento ao consumidor, e podemos tomar outras ações adicionais, conforme exigido pelas autoridades governamentais ou que determinamos ser do melhor interesse de nossos funcionários, clientes e parceiros de negócios. Não há certeza de que essas medidas serão suficientes para atenuar os riscos apresentados pela pandemia do vírus ou, de outra forma

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Dessa forma, a extensão em que o surto do COVID-19 afetará nossos negócios dependerá de condições futuras. Mesmo após o atual surto do COVID-19 diminuir, podemos continuar a registrar impactos materialmente adversos em nossos negócios como resultado de seu efeito na economia global.

Por fim, o impacto da pandemia da COVID-19 também pode precipitar ou agravar os outros riscos aqui descritos neste Formulário de Referência.

A construção, expansão e a operação de nossas instalações e equipamentos de distribuição de energia envolvem riscos significativos que poderão causar a perda de receitas ou aumento de despesas.

A construção, a expansão e a operação de nossas unidades e equipamentos para a distribuição de energia, bem como o fornecimento de energia, envolvem muitos riscos, incluindo:

- (i) dificuldade em atender à demanda solicitada por clientes;
- (ii) frustração do crescimento do consumo resultando em perda de receita;
- (iii) falha em completar os cronogramas de trabalho (energização) dentro do prazo estipulado no contrato de fornecimento com o cliente;
- (iv) incapacidade de obter autorizações e aprovações governamentais exigidas;
- (v) interrupções devido a interferências climáticas e hidrológicas;
- (vi) problemas de engenharia, regulatórios e/ou ambientais não previstos;
- (vii) interrupções de fornecimento e serviço;
- (viii) indisponibilidade de equipamentos;
- (ix) explosões e incêndios;
- (x) incapacidade de contratar empresas terceirizadas;
- (xi) paralisações de trabalho, tensões trabalhistas e sociais;
- (xii) sabotagem, vandalismo e furto;
- (xiii) interferência relacionada à exposição da população à rede elétrica;
- (xiv) interferência relacionada ao compartilhamento das redes de telecomunicações nos postes da Companhia;
- (xv) insolvência e nível baixo de desempenho de empresas contratadas e terceiros;
- (xvi) aumento nas perdas de energia, incluindo perdas comerciais e técnicas;
- (xvii) aumento da inadimplência dos clientes;
- (xviii) atrasos de construção e operacionais ou custos acima do previsto;
- (xix) aumento dos custos de empresas contratadas devido a mudanças na regulamentação trabalhista, de segurança e de saúde ou na demanda do mercado;
- (xx) incapacidade de adquirir energia elétrica;
- (xxi) incapacidade de revender excesso de energia elétrica comprada;
- (xxii) indisponibilidade de financiamento adequado;
- (xxiii) ineficácia de nossos sistemas de telecomunicações;

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

(xxiv) ineficácia de nossos sistemas informatizados; e

(xxv) falha em nosso sistema comercial e operacional.

Caso enfrentemos esses ou outros problemas, poderemos não conseguir distribuir energia em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que poderá ter um efeito prejudicial sobre nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Além disso, no curso normal de nossas atividades, compramos equipamentos nacionais e importados e contratamos terceiros especializados para o desenvolvimento, a operação e manutenção de nossas instalações, incluindo nosso Centro de Processamento de Dados. A implementação de nossos projetos depende do fornecimento de equipamentos e serviços por empresas contratadas altamente especializadas. Na hipótese em que os equipamentos que recebemos e os serviços prestados a nós por terceiros estejam abaixo dos níveis de qualidade aceitáveis, poderemos não conseguir cumprir nossas obrigações com os órgãos reguladores e poderemos sofrer uma redução em nossa capacidade de distribuição de energia, afetando substancial e negativamente a nós e a nossa reputação. Além disso, a prestação de serviços de qualidade precária poderá desvalorizar nossas atividades e fazer com que incorramos em custos adicionais e multas, reduzindo nosso lucro. Da mesma forma, a suspensão ou rescisão não programada de nossos contratos de fornecimento de equipamentos ou de serviços poderá nos afetar substancial e negativamente, e os eventos ou interrupções não previstos enfrentados por nossos fornecedores, bem como as dificuldades na contratação de novos fornecedores, poderão afetar a qualidade ou o fornecimento de energia, o que poderá ter um impacto negativo sobre nossas margens, resultando em obrigação de compensações aos clientes, multas e até mesmo a caducidade da concessão.

Uma vez que parte significativa de nossos bens está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais ou servir como garantia em contratos de financiamento.

Segundo as leis brasileiras e a Constituição Federal, uma parte substancial de nossos ativos, incluindo a rede de distribuição de energia que detemos e operamos, está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses ativos não estão disponíveis para liquidação na hipótese de falência da Companhia e não podem ser utilizados como garantia na execução de qualquer decisão judicial, pois estão vinculados à prestação de um serviço público essencial.

Além disso, na hipótese de rescisão do nosso contrato de concessão, incluindo como resultado de falência da Companhia ou de prestação inadequada de nossos serviços, os ativos dedicados à prestação desses serviços previstos no contrato de concessão devem ser devolvidos ao governo brasileiro, de acordo com a lei brasileira e os termos de nosso contrato de concessão. Na hipótese da rescisão antecipada do nosso contrato de concessão como resultado de falência da Companhia ou da prestação inadequada de nossos serviços, poderemos ter o direito de receber indenização do governo brasileiro. Contudo, tal pagamento poderá não ocorrer ou qualquer pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor de mercado dos ativos que tivermos que devolver ao governo brasileiro.

Assim, o valor de mercado dos ativos disponíveis a nossos acionistas na hipótese de liquidação poderia ser substancialmente inferior ao valor de mercado dos ativos revertidos ao poder concedente. Além disso, essas limitações podem afetar substancial e negativamente nossos negócios e nossa capacidade de obter financiamentos, visto que não podemos utilizar esses ativos como garantia.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

O nosso grau de endividamento, bem como as disposições restritivas em nossos contratos financeiros (covenants) poderão afetar negativamente nossa capacidade de operar nosso negócio e de efetuar o pagamento de nossas dívidas. Qualquer inadimplemento decorrente de descumprimento, por nós, de nossas obrigações contratuais nos termos de nossos contratos de financiamento poderá nos afetar substancial e negativamente.

Nossa dívida bruta, em 31 de dezembro de 2019, era de R\$ 3.887,4 milhões. Sujeito aos termos de nossos instrumentos de dívida e aprovações regulamentares, poderemos incorrer em dívida adicional no futuro para amortizar parte de nossas dívidas existentes conforme se tornem devidas, bem como, poderemos incorrer em dívida adicional periodicamente para financiar investimentos ou para outros fins, sujeito às restrições aplicáveis às nossas dívidas atuais.

Além disso, alguns de nossos contratos de financiamento contêm cláusulas restritivas que impõem restrições operacionais e outras restrições a nosso negócio. Em especial, algumas dessas cláusulas nos impedem de incorrer em dívida adicional ou efetuar pagamentos restritos, incluindo a distribuição de dividendos, caso algum índice financeiro não seja cumprido. Esses índices são medidos por meio do nível de endividamento líquido da Companhia em relação ao seu EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses (calculados de acordo com os critérios contidos em nossos instrumentos de dívida) e devem ser cumpridos continuamente para não descumprirmos nossas obrigações de dívida. Assim, não podemos garantir que conseguiremos cumprir tais índices.

Nosso nível de endividamento e as cláusulas restritivas em nossos instrumentos de dívida podem implicar em riscos importantes, incluindo os seguintes:

- (i) aumento de nossa vulnerabilidade a condições econômicas, financeiras e setoriais negativas em geral;
- (ii) necessidade de que dediquemos uma parte substancial de nossos fluxos de caixa das operações para o serviço da dívida, reduzindo assim a disponibilidade de nossos fluxos de caixa para o financiamento de despesas de capital;
- (iii) limitação de nossa flexibilidade no planejamento ou reação a mudanças em nossas atividades e no setor em que atuamos; e
- (iv) limitação de nossa capacidade de tomar emprestado recursos adicionais conforme necessário.

Nossa geração de caixa decorrente das operações poderá não ser suficiente para pagar o valor de principal, juros e outros valores devidos relacionados a nossas dívidas atuais e futuras e, nesse caso, poderemos não conseguir tomar empréstimos, vender ativos ou de outra forma levantar recursos em condições aceitáveis ou até mesmo de fazê-lo para refinaranciar nossa dívida tão logo vencida ou se torne devida. Caso incorramos em dívidas adicionais, os riscos relacionados às nossas dívidas, incluindo nossa inadimplência com relação aos prazos de nossas dívidas, poderão aumentar. Na hipótese de estarmos inadimplentes nos termos de qualquer um de nossos contratos de financiamento, os saldos devedores nos termos desses contratos (incluindo principal, juros e quaisquer multas) poderão ser antecipados, o que poderá acionar as disposições sobre inadimplemento cruzado nos termos dos nossos outros contratos de financiamento e, em vista de nosso nível significativo de endividamento, afetar substancial e negativamente nossa situação financeira. Na hipótese de antecipação de qualquer uma de nossas dívidas, poderemos não conseguir pagar o saldo devedor dessa dívida, o que poderá ter um efeito prejudicial relevante sobre nossos negócios e situação financeira.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Nosso contrato de concessão está sujeito a rescisão antecipada, o que pode gerar perdas nos resultados. Além disso, poderemos não conseguir cumprir os termos do nosso contrato de concessão, o que poderia resultar em multas, outras sanções e, dependendo da gravidade do descumprimento, na rescisão da nossa concessão.

Nosso negócio de distribuição de energia é conduzido de acordo com a legislação brasileira e com o nosso contrato de concessão celebrado com o governo brasileiro, por meio da ANEEL, com prazo até 2028. Assim, somos dependentes de nosso contrato de concessão e estamos sujeitos ao risco de que nossa concessão seja rescindida antecipadamente ou não seja renovada após a expiração do prazo.

Conforme dispõe a Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou Lei de Concessões, uma concessão está sujeita à rescisão antecipada em algumas circunstâncias, a saber: descumprimento total ou parcial do contrato de concessão, aquisição, expropriação pelo governo brasileiro que seja determinada como de interesse público, rescisão amigável ou litigiosa, anulação do contrato de concessão, falência ou liquidação da concessionária, e também caso a concessionária não cumpra o plano de resultado e correção das falhas e transgressões em caso de uma intervenção imposta pela ANEEL.

Caso nosso contrato de concessão seja rescindido, não seria possível conduzir nosso negócio e distribuir energia para nossos clientes na área abrangida por nosso contrato de concessão, e todos os ativos relacionados à concessão serão devolvidos ao governo brasileiro.

Em caso de rescisão antecipada do nosso contrato de concessão, não há garantia de que receberemos indenização do governo brasileiro com relação aos ativos que não tiverem sido totalmente amortizados. Qualquer pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor residual dos ativos que devolvemos ao governo brasileiro. Assim, poderemos não ser indenizados pela perda de lucros futuros relacionados aos ativos de concessão. Além disso, tal pagamento poderia ser postergado por muitos anos. Caso nosso contrato de concessão seja rescindido por razões atribuíveis a nós, o valor de indenização a ser pago pode ser substancialmente reduzido por meio da aplicação de multas ou outras penalidades. Não podemos garantir que a indenização a ser recebida na hipótese de rescisão do contrato de concessão ou reversão de nossos ativos será adequada ou paga pontualmente.

De acordo com as disposições de nosso contrato de concessão e regulamentação aplicáveis, a ANEEL pode impor penalidades a nós caso descumpramos qualquer disposição de nosso contrato de concessão ou caso violemos as leis e regulamentos aplicáveis. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades podem incluir os seguintes: advertência; multas de até 2% de nossa receita anual; embargo de obras; fechamento de instalações; suspensão temporária da participação em licitações a fim de obter novas concessões; intervenção administrativa; e rescisão da concessão.

A aplicação de quaisquer das sanções acima poderá afetar nossos custos, prejudicar nossa capacidade de conduzir nosso negócio e de prosseguir com nossos objetivos estratégicos, reduzir a disposição de nossos fornecedores para trabalhar conosco e resultar em publicidade negativa para nosso negócio.

Ademais, conforme dispõe a Lei nº 12.767/2012, poderemos sofrer a intervenção do agente regulador caso este entenda que há risco de fornecimento inapropriado de energia e violação de padrões contratuais, regulatórios e legais.

A rescisão antecipada de nosso contrato de concessão, a reversão de ativos e outras formas de intervenção governamental, bem como a aplicação de sanções a nós, poderão afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Não podemos assegurar que nosso contrato de concessão será renovado e se renovado, se seus termos e condições serão favoráveis para nós. Nosso negócio poderá ser afetado negativamente caso não consigamos renovar nossa concessão ou garantir condições favoráveis na renovação.

Conduzimos nossas atividades de distribuição de energia de acordo com um contrato de concessão celebrado com o governo, por meio da ANEEL, com prazo de 30 anos encerrando-se em 2028, com possibilidade de renovação uma única vez por mais 30 anos. O pedido de renovação deve ser apresentado à ANEEL até 36 meses antes do término do prazo de concessão.

Somos obrigados a atender certas exigências para renovar nosso contrato de concessão e não podemos garantir que nosso contrato de concessão será renovado, que será renovado nos mesmos termos e condições ou que conseguiremos cumprir tais exigências. Caso nosso contrato de concessão não seja renovado ou seja renovado com condições menos favoráveis, nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais serão afetados negativamente.

Caso não consigamos controlar com sucesso as perdas de energia, os resultados de nossas operações e nossa condição financeira poderão ser adversamente afetados.

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são perdas causadas pelo consumo de elementos dentro de redes de distribuição, como a resistência interna dos transformadores e cabos elétricos, e ocorrem no curso normal de nossa distribuição de energia. As perdas comerciais resultam de conexões ilegais, fraude, deficiência na medição, erros de cobrança e questões semelhantes. Em virtude de condições econômicas e tarifas de energia, especialmente nos locais onde o fornecimento de energia é limitado, sofremos aumentos nas perdas de energia causadas por conexões ilegais, furto e fraude por parte de consumidores tentando evitar os limites de consumo ou burlar a medição real. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, registramos uma perda de energia de 9,62% sobre o total de energia injetada no sistema, em comparação a 9,5% no período correspondente em 2018.

A implementação de programas de redução de perdas exige investimentos substanciais e não podemos garantir que teremos à disposição os recursos necessários para esses investimentos. Também não podemos garantir que as estratégias que implementamos para combater as perdas de energia serão efetivas. Qualquer falha no combate efetivo às perdas de energia pode afetar substancial e negativamente nossos negócios e resultados financeiros e operacionais.

A parcela de nossas perdas de energia que for superior às perdas permitidas pela ANEEL não pode ser repassada por meio de aumentos nas tarifas. Aumentos nas perdas de energia não repassados a nossos clientes podem afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais. Além disso, não há garantia de que nossa perda máxima de energia permitida para fins regulatórios não será reduzida no futuro pela ANEEL, ou que outros parâmetros relacionados a perdas de energia poderão ser impostos, em cada caso afetando nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Nosso compromisso em atender às obrigações do plano de pensão de nossos funcionários, administrado pela Fundação CESP, poderá ser superior ao atualmente previsto e, conseqüentemente, poderemos ser obrigados a realizar aportes de recursos adicionais ao referido plano de pensão ou a registrar passivo em nosso balanço e despesas no resultado que poderão ser superiores aos atualmente reconhecidos.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Na data deste Formulário de Referência, possuímos uma obrigação com a ANEEL, a qual foi assumida por nosso antigo acionista controlador, de manter ininterruptamente um plano de pensão com característica de benefício definido para nossos funcionários, o qual é administrado pela Fundação CESP. Além disso, temos de registrar anualmente nossos passivos atuariais futuros de acordo com nossas premissas atuariais e as da Fundação CESP. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo de obrigações com entidade de previdência privada era de R\$ 5.868,6 milhões. Caso essas premissas se mostrem incorretas ou na hipótese de quedas nas taxas de juros de longo prazo, quedas nos valores de mercado dos valores mobiliários detidos por planos de pensão ou outras mudanças prejudiciais, a parte não capitalizada de nossos planos pode aumentar substancialmente, afetando, assim, o cronograma e aumentando o nível dos aportes em dinheiro que temos que fazer para nossos planos de pensão e afetando consequentemente nossos resultados financeiros e operacionais.

Nosso negócio exige despesas de capital substanciais e dependemos de fluxos de caixa de nossas operações e da disponibilidade contínua de financiamento de terceiros para implementar nosso programa de despesas de capital.

A manutenção de nossos ativos, nossa infraestrutura e nossos equipamentos exigem despesas de capital substanciais. Nossas despesas de capital (investimentos) foram de R\$1.026 milhões (R\$911,2 milhões financiado por nossos próprios recursos e R\$114,9 milhões financiado por terceiros) no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, R\$ 1.353,9 milhões (R\$1.256,8 milhões financiados com nossos próprios recursos e R\$97,1 milhões financiados por terceiros) em 31 de dezembro de 2018 e R\$ 878,3 milhões (R\$ 807,3 milhões financiados com nossos próprios recursos e R\$ 71,0 milhões financiados por terceiros) em 31 de dezembro de 2019. Devemos continuar a investir capital para manter os níveis de distribuição de energia conforme demanda do mercado e para aumentar nossa eficiência operacional. Não podemos garantir que conseguiremos obter recursos suficientes para concluir nosso programa de investimento em bens de capital ou atender outras exigências de liquidez e recursos de capital. A não obtenção dos recursos necessários pode atrasar ou impedir a conclusão de nosso programa de investimento em bens de capital e outros projetos, o que poderá ter um efeito negativo relevante sobre a operação e o desenvolvimento de nosso negócio.

A falta de proteção adequada contra riscos relacionados à cibersegurança pode nos afetar substancial e negativamente.

Estamos sujeitos a diversos riscos de cibersegurança, incluindo, entre outros: invasão de nossos sistemas e plataformas de tecnologia da informação por terceiros mal-intencionados, infiltração de malware (como vírus de computador) em nossos sistemas, contaminação (intencional ou acidental) de nossas redes e sistemas por terceiros com quem trocamos dados, acesso não autorizado a dados confidenciais de clientes e/ou informações de propriedade da Companhia por pessoas dentro ou fora de nossa empresa e ataques cibernéticos que causam a degradação dos sistemas ou a indisponibilidade de serviços, o que pode resultar em perdas comerciais.

Poderemos não conseguir proteger com sucesso nossos sistemas e plataformas de tecnologia da informação contra essas ameaças. Nos últimos anos, temos visto sistemas de computação de companhias e organizações serem alvos não apenas de cibercriminosos, mas também de ativistas e Estados párias. Fomos e continuamos sujeitos a vários ataques cibernéticos, como *denial of service*, *malware* e *phishing*. Ataques cibernéticos podem gerar perda de quantidades significativas de dados de clientes e de outras informações sensíveis, bem como níveis significativos de ativos líquidos (incluindo caixa). Além disso, ataques cibernéticos podem desativar nossos sistemas de tecnologia da informação utilizados para o atendimento a nossos clientes. À medida em que as tentativas de ataque continuam a evoluir em escopo e sofisticação, poderemos incorrer em custos significativos na tentativa de modificar ou aprimorar nossas

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

medidas de proteção contra esses ataques, de investigar ou remediar qualquer vulnerabilidade ou consequente violação e de comunicar a nossos clientes sobre ataques cibernéticos.

Caso não consigamos gerenciar de maneira efetiva nossos riscos de cibersegurança, por exemplo, ao não atualizar nossos sistemas e processos em resposta a novas ameaças, isso poderá prejudicar nossa reputação e afetar negativamente nossos resultados operacionais, nossa situação financeira e nossas perspectivas, como decorrência das possíveis implicações tais como pagamento de indenização aos clientes, penalidades e multas regulatórias e/ou perda de ativos. Além disso, também poderemos estar sujeitos a ataques cibernéticos contra infraestruturas críticas do Brasil. Nossos sistemas de tecnologia da informação dependem dessa infraestrutura crítica e qualquer ataque cibernético contra essa infraestrutura crítica pode afetar negativamente nossa capacidade de atender nossos clientes. Temos capacidade limitada de proteger nossos sistemas de tecnologia da informação dos efeitos prejudiciais desses ataques cibernéticos. Dessa forma, caso qualquer dos fatores acima venha a ocorrer, nossos negócios e resultados financeiros podem ser adversamente impactados. A falta de proteção de informações pessoais e confidenciais pode nos afetar negativamente.

A falta de proteção de informações pessoais e confidenciais pode nos afetar negativamente.

Gerenciamos e mantemos informações pessoais confidenciais de clientes pessoas físicas no curso normal do nosso negócio e, portanto, nossas atividades estão sujeitas às regras de proteção de dados previstas na Constituição Federal, Código de Defesa do Consumidor e, a partir de 2020, na Lei Geral de Proteção de Dados. Divulgações não autorizadas, violações de segurança ou quaisquer infrações à legislação aplicável podem nos sujeitar a ações judiciais, bem como a danos que podem afetar substancial e negativamente nossos resultados operacionais, nossa situação financeira e nossas perspectivas. Além disso, nossas atividades estão expostas a possíveis riscos de inobservância de políticas, conduta imprópria de funcionários ou negligência e fraude, o que poderá resultar em graves danos reputacionais ou financeiros. Nem sempre é possível desencorajar ou impedir a conduta imprópria de funcionários e as precauções que tomamos para detectar e prevenir essa atividade poderão nem sempre ser efetivas. Qualquer interrupção ou desaceleração substancial de nossos sistemas pode resultar na perda ou entrega de informações a nossos clientes com atrasos ou erros, incluindo dados relacionados a solicitações dos clientes, o que pode reduzir a demanda por nossos serviços e, consequentemente afetar substancial e negativamente nossos negócios e resultados operacionais.

Alterações no preço utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado de curto prazo poderão afetar negativamente as companhias no setor de energia elétrica, incluindo a Companhia.

O preço no mercado de curto prazo, ou PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), é calculado semanalmente para cada patamar de carga e por submercado, e tem como base o custo marginal da operação. Os submercados do sistema de energia elétrica brasileiro são: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é calculado em base ex-ante (considerando informações fornecidas para disponibilidade de fornecimento e projeções de carga). O preço resultante desse cálculo é o preço base da liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes.

Em dezembro de 2019, a ANEEL estabeleceu os valores mínimo e máximo do PLD em 2020 sendo R\$ 39,68/MWh e R\$ 559,75MWh, respectivamente.

Os fatores que poderão afetar o PLD incluem (i) variações na oferta e demanda em um período determinado; (ii) reduções nos níveis dos reservatórios de usinas hidrelétricas; (iii) aumentos no

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

despacho de usinas termelétricas; e (iv) atrasos no início das operações de novos geradores. A ocorrência de qualquer um desses fatores poderá levar a uma variação substancial do PLD, o que poderá resultar no aumento de custos na comercialização de energia no curto prazo, o que poderá consequentemente afetar negativamente nosso fluxo de caixa no curto prazo.

Segundo a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, uma distribuidora de energia deve contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades projetadas de energia para distribuição a suas áreas de concessão, estando autorizada a repassar o custo de até 105% dessa energia aos consumidores. Superestimar ou subestimar a demanda pode ter consequências negativas. Considerando os vários fatores que afetam nossas análises de demanda de energia, incluindo crescimento econômico e populacional, não podemos garantir que nossa demanda projetada por energia será precisa. Caso analisemos incorretamente a demanda e compremos menos ou mais energia do que precisamos e sejamos responsabilizados de acordo com a regulamentação aplicável, poderemos ser impedidos de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia aos consumidores e também poderemos ser forçados a entrar no mercado de curto prazo para comprar energia por preços substancialmente mais elevados que os estabelecidos nos nossos contratos de compra de longo prazo (ou vendê-la por preços substancialmente menores que os estabelecidos nos momentos das compras de energia em leilões públicos).

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode afetar negativamente nosso negócio, nossos resultados operacionais e/ou nossa situação financeira.

O nível de inadimplência dos nossos consumidores poderá ser afetado por fatores econômicos como níveis de renda, desemprego, taxas de juros, inflação e o preço da energia. A deterioração contínua ou futura da economia brasileira, especialmente nas áreas atendidas por nossas concessões, poderá afetar negativamente o setor de energia, inclusive a capacidade de pagamento de nossos consumidores e, consequentemente, nossos negócios e resultados financeiros. Além disso, interrupções no fornecimento de energia por companhias de distribuição em caso de inadimplência dos consumidores têm sido contestadas na justiça. Atualmente, as companhias de eletricidade no Brasil estão autorizadas a interromper o fornecimento de energia quando os clientes possuem uma dívida recente. Há, no entanto, uma discussão no Superior Tribunal de Justiça do Brasil (pedido de revisão nº REsp 1412433/RS) questionando se tal conduta é legal. Decisões judiciais contra companhias de distribuição ou novas regulamentações favoráveis a consumidores inadimplentes poderão afetar substancial e negativamente nossos negócios.

Nosso crescimento depende da nossa capacidade de atrair e manter equipe técnica e administradores altamente qualificados.

Somos altamente dependentes do conhecimento da nossa equipe técnica e membros da nossa administração para a execução de nossas estratégias comerciais, o desenvolvimento e a implementação de nossos projetos e o gerenciamento de nossas operações. Há uma demanda alta por equipes técnicas e enfrentamos uma concorrência significativa por esses funcionários no mercado global de serviços. Oportunidades de trabalho atrativas no Brasil e no mundo poderão afetar nossa capacidade de contratar ou manter funcionários necessários. Caso não seja possível manter as pessoas-chave, precisaremos atrair e treinar equipes técnicas adicionais, que poderão não estar prontamente disponíveis ou só poderão estar disponíveis com um aumento significativo dos custos e depois de treinamentos demorados. Caso não seja possível atrair a tempo e/ou manter as pessoas-chave, poderemos não conseguir gerenciar nosso negócio de forma eficiente, o que poderá ter um efeito prejudicial substancial sobre nós.

Podemos não ser capazes de implementar completamente nossa estratégia de negócios.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de vários fatores, dentre os quais sua capacidade de acessar o mercado de capitais e outras fontes de financiamento e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias. Quaisquer desses fatores podem prejudicar a capacidade da Companhia de executar a sua estratégia de negócios, de maneira que não podemos assegurar que cumprimos com sucesso estes e outros objetivos. Qualquer falha na implementação bem-sucedida de nossas estratégias de negócios pode ter um efeito negativo relevante sobre nossos negócios.

Nossa margem de lucro poderá ser afetada negativamente pela variação e pelo desempenho insatisfatório do mercado de referência.

De acordo com a regulamentação vigente e com o contrato de concessão, o mercado de referência utilizado para a determinação das tarifas nos processos tarifários considera o mercado realizado no ano anterior (últimos doze meses). Ao calcular uma correção tarifária, a ANEEL usa o mercado de referência como base para determinar nossas tarifas para o próximo ciclo tarifário.

No caso da Companhia realizar um desempenho inferior ao mercado de referência durante o ciclo tarifário, os resultados poderão ser afetados adversamente, o que pode, por sua vez, impedir que a Companhia cumpra com suas obrigações financeiras e outras obrigações com nossos acionistas (como, por exemplo, o pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio).

Poderemos ser afetados negativamente por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento.

Em 31 de dezembro de 2019, o saldo de provisão para processos judiciais e outros (circulante e não circulante) era de R\$ 922,1 milhões.

As provisões são estabelecidas somente para montantes relativos a processos que acreditamos que envolvem uma chance de perda provável e não para processos que acreditamos envolvem uma chance de perda possível ou remota. Não podemos garantir que as provisões sejam suficientes para cobrir eventuais perdas. Além disso, existem processos para os quais não podemos estimar custos e não foram provisionados montantes para perdas. Os efeitos de uma decisão desfavorável podem ter um impacto negativo no nosso negócio e em nossa situação financeira.

Além disso, não podemos assegurar que as provisões que estabelecemos para estas contingências e outras contingências serão suficientes para cobrir todos os pagamentos de danos, custos e despesas com relação a decisões desfavoráveis. Calculamos essas provisões com base na probabilidade de perda informada por nossos assessores jurídicos externos e internos e em nossas melhores estimativas a respeito de nossa exposição financeira em cada caso. Não podemos assegurar que uma decisão negativa com relação a quaisquer processos judiciais ou administrativos atuais ou futuros não poderá resultar em um impacto negativo relevante em nossos resultados operacionais, nossa situação financeira ou reputação.

Na data deste Formulário de Referência somos parte do Grupo Enel e até novembro de 2017, eramos parte de um grupo econômico no qual haviam outras empresas localizadas no Brasil como AES Tietê Energia S.A., AES Uruguiana Ltda., AES Ergos Ltda., AES Elpa S.A. e Brasileira Participações S.A. De acordo com a legislação brasileira, as empresas que fazem parte do mesmo grupo econômico poderão ser responsabilizadas conjunta e solidariamente por questões previdenciárias, trabalhistas, ambientais e outras questões legais. No curso de suas atividades, as empresas operacionais dos grupos econômicos aos quais pertencemos e pertencíamos, respectivamente, podem ser parte de processos judiciais de natureza previdenciária, trabalhista e ambiental, entre outras, e poderemos ser responsabilizados conjunta

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

e solidariamente por quaisquer resultados negativos nesses processos. Caso sejamos responsabilizados conjunta e solidariamente por quaisquer decisões desfavoráveis em qualquer processo judicial dessa natureza, nossos resultados operacionais e financeiros, bem como nossa imagem, poderão ser afetados negativamente.

Para maiores informações sobre os processos acima, consultar item 4.3 deste Formulário de Referência.

(b) aos controladores, diretos e indiretos, da Companhia

Entendemos que não estamos sujeitos a riscos relevantes cujas fontes sejam nossos acionistas.

(c) aos acionistas da Companhia

Entendemos que não estamos sujeitos a riscos relevantes cujas fontes sejam nossos acionistas.

(d) às controladas e coligadas da Companhia

A Companhia não possui sociedades controladas e entende não existir riscos relacionados a suas coligadas.

(e) aos fornecedores da Companhia

Falhas na transmissão de energia podem afetar a distribuição de eletricidade e afetar nossos negócios e reputação.

As companhias de transmissão elétrica são responsáveis por transmitir substancialmente toda a eletricidade distribuída por nós. Qualquer falha no fornecimento ou transmissão de eletricidade pode afetar nossa distribuição de eletricidade e afetar adversamente nossos negócios, reputação e relacionamentos com os clientes. Além disso, as falhas na distribuição de energia elétrica podem nos sujeitar à responsabilidade civil e penalidades do poder concedente na forma da regulamentação. Cumpre destacar que, no caso de suspensão de fornecimento, ANEEL não faz distinções sobre a responsabilidade pelo evento, cabendo exclusivamente às distribuidoras ressarcirem os consumidores por eventuais danos, o que, conseqüentemente, pode afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

A terceirização de certas operações pode ter um efeito adverso relevante sobre nós se considerarmos que estabelecemos uma relação de trabalho com nossos prestadores de serviços terceirizados de acordo com a legislação aplicável ou se nossos acordos com nossos prestadores de serviços terceirizados forem contestados nos tribunais trabalhistas brasileiros.

Nós terceirizamos certas operações para prestadores de serviços no curso normal de nossos negócios. Se os prestadores de serviços terceirizados que contratamos não atendem a quaisquer obrigações trabalhistas, previdenciárias e/ou tributárias, podemos ser judicialmente obrigados a cumprir tais obrigações, na medida em que seus empregados sejam considerados nossos empregados pela legislação trabalhista, o que pode nos afetar negativa e substancialmente.

Para definir quais garantias deverão ser exigidas em cada um de nossos contratos, é realizado um processo de avaliação de especificações técnicas e de análise sobre os riscos associados ao objeto do contrato e de necessidade de seguros.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

(f) aos clientes da Companhia

Podemos ser afetados negativamente por decisões desfavoráveis decorrentes de reclamações de órgãos de defesa do consumidor.

Como prestadores de serviços aos consumidores, estamos sujeitos a demandas ligadas aos órgãos de defesa do consumidor (ex: PROCON, IDEC, etc), tanto em âmbito administrativo quanto judicial. A atuação dos referidos órgãos em defesa do consumidor pode gerar a aplicação de multas decorrentes de falhas na prestação do serviço da Companhia, ou mesmo o ajuizamento de ações de natureza coletiva, de forma que a Companhia poderá ter que desembolsar valores, os quais, ainda que não sejam passíveis de quantificação na data deste Formulário de Referência, podem representar em impacto financeiro substancial à Companhia e afetar adversamente seus negócios e sua situação financeira.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer perdas e danos resultantes do serviço inadequado de distribuição de energia elétrica por nossas unidades de distribuição ou de falhas que não poderão ser atribuídas a nenhum outro agente específico do setor de energia. Nossas apólices de seguro contratadas poderão não cobrir totalmente essas perdas e danos, e a cobertura de seguro pode não estar disponível no futuro.

Segundo as leis brasileiras e regulamentação da ANEEL, como prestadores de um serviço público, somos estritamente responsáveis por perdas e danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia, como danos resultantes de falhas, interrupções ou perturbações em nossos sistemas de distribuição. Além disso, poderemos ser responsabilizados por perdas e danos causados a terceiros devido a interrupções ou perturbações no sistema de distribuição de energia que não forem atribuídos a nenhum membro identificável do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A Companhia não possui seguro para cobrir quaisquer responsabilidades relacionadas às falhas de fornecimento de energia incorridas de fato no curso de seus negócios. Além disso, não é possível assegurar que o seguro de responsabilidade civil por ela contratado em decorrência das suas atividades, será suficiente ou que esse seguro continuará disponível no futuro, o que pode causar um efeito adverso em sua situação financeira e em seus resultados operacionais.

Parte de nossa receita é gerada por clientes qualificados como consumidores potencialmente livres, que têm a liberdade de procurar fornecedores alternativos de energia. Caso alguns de nossos grandes clientes optem por comprar sua energia de outros participantes do mercado e/ou optem por se conectar diretamente à Rede Básica isso poderá afetar negativamente nossos resultados.

As geradoras de energia e outros participantes do mercado brasileiro, o que compreende a Rede Básica, têm permissão para vender energia por preços de mercado diretamente a grandes clientes (normalmente grandes clientes industriais) que optam por sair do Ambiente de Contratação Regulada e se tornar consumidores livres. Adicionalmente, se os consumidores livres atendidos na alta tensão optarem por se conectar diretamente à Rede Básica, conforme disposto no Decreto nº 5.597/2005, a Companhia poderá sofrer uma perda de arrecadação e consequentemente, terá seus resultados negativamente afetados.

(g) aos setores da economia nos quais a Companhia atua

Condições hidrológicas desfavoráveis podem afetar substancialmente nossos resultados operacionais.

A energia hidrelétrica é a principal fonte de energia do Brasil. A capacidade operacional das usinas hidrelétricas no Brasil depende dos níveis dos reservatórios e, consequentemente, da

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

quantidade de chuva. Períodos de escassez severa de chuvas ou índices pluviométricos constantes abaixo da média, como no estado de São Paulo em 2014 e 2015 e nos anos anteriores a 2001 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil, podem resultar em baixos níveis de reservatório, baixa capacidade operacional das hidrelétricas e escassez de energia. Em resposta a qualquer escassez de energia, o governo brasileiro poderá criar programas de racionamento para limitar o consumo de energia. Por exemplo, durante o período de escassez entre 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento de Energia, um programa para reduzir o consumo de energia que ficou vigente de 1 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento de Energia estabeleceu limites para o consumo de energia por consumidores industriais, comerciais e residenciais. Da mesma forma, o volume de energia adquirido por distribuidoras foi forçadamente reduzido proporcionalmente ao consumo reduzido. Períodos de escassez intensa de chuvas ou índices pluviométricos constantes abaixo da média, resultando em escassez de energia, poderão afetar negativamente nossa situação financeira e nossos resultados operacionais.

Além disso, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) pode, periodicamente, exigir cortes de energia temporários a fim de gerenciar a demanda de curto prazo por energia. O aumento na frequência ou duração desses cortes pode resultar no consumo reduzido de energia e em uma redução concomitante de nossa receita operacional bruta.

Caso o Brasil passe por outro período de escassez real ou potencial de energia (uma situação que pode acontecer e não podemos controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas ou medidas semelhantes ou alternativas no futuro para resolver a escassez, como programas de conservação de energia, incluindo reduções obrigatórias no consumo de energia, bem como campanhas públicas de sensibilização geral para a população para incentivar a redução do consumo de eletricidade.

A escassez futura de energia resultante de condições hidrológicas ou de políticas ou medidas do governo brasileiro, como programas de racionamento de energia e campanhas públicas, poderá resultar em uma redução obrigatória ou voluntária no consumo de energia e pode consequentemente nos afetar substancial e negativamente em diferentes níveis.

(h) à regulamentação dos setores em que a Companhia atua

Estamos sujeitos à regulamentação abrangente de nossas atividades pelo governo brasileiro e não podemos ter certeza do efeito que alterações na legislação poderão causar em nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Nossas atividades estão sujeitas a uma regulamentação intensa por diversas autoridades reguladoras brasileiras, especialmente a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regulamenta e supervisiona diversos aspectos de nossas atividades, incluindo os termos e as condições dos contratos de compra de energia que estamos autorizados a celebrar, visto que eles estão atrelados a leilões públicos federais e estabelecem nossas tarifas. Desde 2004, o governo brasileiro implementou alterações fundamentais na regulamentação do setor de energia. Em 15 de março de 2004, o governo brasileiro promulgou a Lei Federal nº 10.848, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As principais reformas nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluíram:

- (i) a criação de um Ambiente de Contratação Regulada para a compra e venda de energia por meio do qual as distribuidoras devem contratar com antecedência, por meio de licitações públicas, no mínimo 100% e no máximo 105% de suas necessidades de energia projetadas para períodos de cinco anos;

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

(ii) uma proibição geral às distribuidoras de desempenhar quaisquer atividades além da distribuição de energia, incluindo a geração ou transmissão de energia, exceto conforme estabelecido por lei ou pelo contrato de concessão da distribuidora;

(iii) uma proibição às distribuidoras de atenderem suas necessidades de abastecimento de energia por meio da compra de energia de afiliadas, exceto nos termos dos contratos bilaterais existentes e previamente aprovados pela ANEEL ou assinados no Ambiente de Contratação Regulada; e

(iv) uma proibição às distribuidoras de vender energia a clientes livres por preços livremente negociados, exceto pelas vendas na área de concessão das distribuidoras nas mesmas condições aplicáveis a clientes cativos.

No dia 11 de janeiro de 2013, o governo brasileiro promulgou a Lei nº 12.783, que dispõe sobre novas normas a respeito das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo, entre outros, novas condições para a prorrogação dessas concessões.

A ANEEL tem amplos poderes de regulamentação nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico sobre as atividades das companhias no setor de energia elétrica no Brasil e, em alguns casos, os procedimentos de regulamentação da ANEEL incluem levar em consideração as opiniões das companhias em operação no setor de energia e do público em geral. As normas da ANEEL podem ter um impacto significativo sobre as operações das companhias de distribuição, incluindo as da nossa própria companhia. Esses poderes de regulamentação poderão afetar diferentes aspectos de nossas atividades, incluindo nossas tarifas, indicadores de qualidade, continuidade de serviços e sanções. Caso sejamos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e inesperados, e não nos permitam ajustar adequadamente nossas tarifas, ou caso a ANEEL modifique os regulamentos relacionados aos ajustes tarifários ou às correções tarifárias, poderemos ter nossos negócios afetados negativamente.

Além disso, tanto a implementação de nossa estratégia de crescimento como de nossas atividades comuns poderão ser afetadas negativamente por ações governamentais como alterações na legislação vigente, o encerramento de programas federais e estaduais de concessão, a criação de critérios mais rígidos para a qualificação em leilões públicos de energia ou um atraso na correção e implementação de novas tarifas anuais.

Nossa incapacidade de prever, influenciar ou responder adequadamente a mudanças na lei ou na regulamentação, incluindo qualquer incapacidade de obter aumentos esperados ou contratados nas tarifas de energia ou ajustes nas tarifas para refletir o aumento das despesas, bem como determinar a possibilidade e as condições para a prorrogação do prazo da nossa concessão, pode afetar negativamente nossos resultados operacionais. Além disso, alterações na legislação ou alterações na aplicação ou interpretação de disposições regulatórias no Brasil, onde as tarifas de energia estão sujeitas à análise ou aprovação regulatória, podem afetar negativamente nossas atividades, incluindo, entre outros, por meio de:

- alterações na determinação, definição ou classificação de custos a serem incluídos como custos reembolsáveis ou de repasse a serem incluídos nas tarifas que cobramos de nossos clientes;
- alterações na determinação do que é uma taxa de retorno sobre o capital investido adequada ou uma determinação de que nosso lucro operacional ou de que as tarifas que cobramos dos clientes são muito elevadas, resultando na redução das tarifas ou descontos aos clientes;
- alterações na definição ou determinação de custos gerenciáveis e não gerenciáveis;

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

- alterações prejudiciais nas leis tributárias;
- alterações na definição de acontecimentos que podem ou não ser qualificados como alterações no equilíbrio econômico;
- alterações nas legislações estaduais e municipais;
- alterações na regulamentação impondo investimentos não previstos como, por exemplo, um programa de enterramento de rede elétrica;
- alterações nas interpretações das regulamentações pelas autoridades governamentais;
- alterações nos momentos de ajustes ou correções das tarifas; ou
- outras alterações relacionadas a licenciamento ou permissão que afetem nossa capacidade de conduzir nossas atividades.

Não há garantia de que nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais não sejam afetados negativamente por reformas ou mudanças na maneira como nossas tarifas são regulamentados pela ANEEL. O cenário regulatório está em constante mudança e pode ser difícil prever o impacto desses regulamentos sobre nosso negócio. Caso alterações regulatórias exijam que conduzamos nosso negócio de forma substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossos resultados operacionais e financeiros poderão ser afetados negativamente.

A estrutura regulatória na qual operamos está sujeita a um questionamento jurídico.

Embora a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico esteja atualmente em pleno vigor, questionamentos a respeito da constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes no Supremo Tribunal Federal. Na data deste Formulário de Referência, não existe nenhuma estimativa para o proferimento de uma decisão final. Caso toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja considerada inconstitucional, haveria consequências incertas para a validação da regulamentação existente e o futuro desenvolvimento da estrutura regulatória. É difícil prever o resultado do processo judicial, porém ele pode ter um impacto prejudicial sobre todo o setor de energia, incluindo sobre nossos negócios e resultados operacionais.

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

Em 12 de julho de 2017, a Companhia foi informada pela ANEEL que, apesar da evolução da qualidade do serviço ter apresentado melhorias nos últimos anos, participaria do segundo ciclo do plano de recuperação dos indicadores, tendo em vista que ainda figurava entre as 16 distribuidoras que necessitam de aprimoramento na qualidade do serviço. Em decorrência disso, no dia 31 de agosto de 2017, a Companhia protocolou na ANEEL o plano de recuperação com a finalidade de fazer frente ao segundo ciclo de recuperação dos indicadores, o qual encontra-se em andamento, e foi aprovado pelo regulador em 21 de dezembro de 2017.

Em janeiro, maio e setembro de 2018, e janeiro de 2019, a Companhia apresentou à ANEEL os relatórios quadrimestrais de acompanhamento do plano de recuperação dos indicadores, onde foi evidenciada a evolução das ações realizadas, os recursos investidos para a melhoria contínua da prestação do serviço e os resultados alcançados em todas as dimensões do plano: qualidade do fornecimento, serviços comerciais, segurança do trabalho e da população e sustentabilidade econômico-financeira.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Acerca dos resultados alcançados, destaca-se a significativa melhora dos indicadores de continuidade do fornecimento, que acompanharam a trajetória de redução planejada para o presente período do Plano, mantendo a tendência de redução contínua. Nos indicadores comerciais, destaca-se a redução significativa de todos os prazos de conclusão de obras, que já atingiram resultados abaixo do limite acordado com a ANEEL para o final do Plano de Resultados. O próximo relatório de acompanhamento será entregue à ANEEL em maio de 2019.

Em 12 de dezembro de 2018, através do Memorando nº 484/2018–SFE/ANEEL, a SFE apresentou o seu entendimento à Diretoria da ANEEL de que, considerando a evolução dos resultados apresentados pela Companhia, se faz desnecessária a manutenção do acompanhamento da execução do Plano da Empresa pela Diretoria da ANEEL. Diante do cenário de evolução, foi recomendado que a SFE e a ARSESP mantenham o acompanhamento em andamento até que o Plano de Resultados seja efetivamente concluído, visto que ainda há necessidade de melhorias em casos específicos.

Ao final do segundo ciclo do plano, previsto para agosto de 2019, caso a Companhia não atenda aos indicadores compromissados, a ANEEL poderá aplicar advertência, multa e, em casos extremos, intervenção da concessão.

Conforme demonstrado no plano apresentado e aprovado pela ANEEL, as melhorias contínuas da prestação do serviço em todas as suas dimensões demandam investimentos e custos adicionais.

A contratação de energia elétrica está sujeita à regulação por parte da ANEEL.

De acordo com o Decreto Federal nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação pública na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de até 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo.

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

Não há garantia de que nossos negócios, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais não sejam afetados negativamente por reformas ou mudanças na maneira como nossa forma de contratação é regulamentada pela ANEEL. O cenário regulatório está em constante mudança e pode ser difícil prever o impacto desses regulamentos sobre nosso negócio. Caso alterações regulatórias exijam que conduzamos nosso negócio de forma substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossos resultados operacionais e financeiros poderão ser afetados negativamente.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

Nossos controles internos poderão ser insuficientes para evitar ou detectar violações da legislação aplicável ou de nossas políticas internas dentro de nossa companhia.

Nossos procedimentos de *compliance* e controle internos podem não ser suficientes para evitar ou detectar todas as condutas impróprias, fraudes ou violações de leis aplicáveis por parte de nossos funcionários e membros de nossa administração. Caso nossos funcionários ou outras pessoas relacionadas a nós se envolvam em práticas fraudulentas, corruptas ou desleais ou violem leis e regulamentos aplicáveis ou nossas políticas internas, poderemos ser responsabilizados por qualquer uma dessas violações, o que pode resultar em penalidades, multas ou sanções que podem afetar substancial e negativamente nossos negócios e imagem.

Alterações na legislação tributária, incentivos e benefícios fiscais ou diferentes interpretações das legislações fiscais podem prejudicar nossos resultados operacionais.

As mudanças nas leis tributárias, legislações fiscais, interpretações das autoridades fiscais e normas contábeis tributárias no Brasil podem resultar em alíquotas maiores de impostos sobre nossos resultados, o que pode reduzir significativamente nossos lucros e fluxos de caixa operacionais. Além disso, nossos resultados operacionais e condição financeira podem reduzir se certos incentivos fiscais não forem mantidos ou renovados. Nós podemos não ter conhecimento de todas as alterações que afetem nossos negócios e, portanto, podemos falhar no recolhimento de impostos e taxas aplicáveis ou no cumprimento das legislações fiscais, o que poderá resultar em liquidações fiscais adicionais e penalidades para nós.

Ademais, estamos envolvidos em procedimentos fiscais fundados em diferentes interpretações entre nós e as autoridades fiscais brasileiras a respeito da legislação tributária que, caso sejam julgados desfavoravelmente a nós, podemos ser obrigados a arcar com o pagamento de impostos em grandes montantes, que podem afetar adversamente nossos negócios e resultados financeiros.

(i) aos países estrangeiros em que a Companhia atua

Não aplicável, pois a Companhia atua somente em território brasileiro.

(j) a questões socioambientais

As nossas atividades, incluindo os equipamentos, instalações e operações, estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental que podem se tornar mais rigorosos no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.

As atividades da Companhia, incluindo os equipamentos, instalações e operações, podem causar danos ao meio ambiente, como contaminações ambientais decorrentes do manuseio de equipamentos isolados a óleo, emissão de ruído na operação de transformadores, intervenção em áreas ambientalmente protegidas, poda e manejo inadequado de vegetação e, por essa razão, estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental, de segurança e saúde – em âmbito federal, estadual e municipal.

No âmbito federal, a legislação prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A legislação estadual (Lei Estadual nº 13.577, de 8 de julho de 2009) impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de gerenciar as áreas contaminadas, assim como a legislação federal impõe o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. Além do risco de sanções tanto na esfera penal (pena de reclusão de um a quatro anos e multa) quanto na esfera administrativa (multas variando de R\$5.000,00 a R\$50.000.000,00, valor máximo estipulado na legislação para infração ambiental), bem como o dever de reparar o dano na esfera civil, a existência de contaminação ambiental (solo e lençol freático) pode ter um impacto negativo sobre a nossa imagem, principalmente quando existe risco à saúde humana. A limpeza e o monitoramento dos processos de uma área contaminada são dispendiosos e demorados.

Além disso, no Estado de São Paulo vige a Lei Estadual n.º 12.288, de 22 de fevereiro de 2006, que dispõe sobre a eliminação controlada dos PCBs (Bifenilas Policloradas) e dos seus resíduos, a descontaminação e da eliminação de transformadores, capacitores e demais equipamento elétricos que contenham PCB. Nos termos da referida Lei Estadual, os transformadores, capacitores e demais equipamentos elétricos contaminados com PCBs, que forem desativados por atingirem o final da sua vida útil, ou por qualquer outro motivo, deverão ter a sua destinação final processada, no máximo, após 3 anos da data da sua desativação, não podendo ultrapassar dezembro de 2020.

Existem discussões em andamento em Brasília para o estabelecimento de regras em âmbito federal e fixação de prazo para destinação final adequada até 2028, tratadas no PL 1075/2011.

No âmbito municipal, a Portaria nº 80, de 14 de outubro de 2005, da SVMA (Secretaria do Verde e do Meio Ambiente) estabelece o licenciamento ambiental para as atividades de reforma com ampliação de tensão ou de corrente nominal e de implantação de novas unidades de Linhas de Transmissão e Subestações dos sistemas de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica, com tensão nominal igual ou superior a 69 kV no Município de São Paulo.

Esta mesma Portaria estabelece o Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA) a ser apresentado no processo de licenciamento ambiental para sistemas lineares com tensão nominal de 69 kV a 230 kV, o que é aplicável à Companhia e que a torna mais restritiva do que as demais normas legais, ao prever a adoção de medidas de precaução, estruturais, operacionais e técnicas que visem à diminuição dos campos elétricos e magnéticos gerados nas áreas de livre acesso à população em geral, mediante limites extremamente restritivos. Caso a Companhia não tenha êxito em seguir os termos da referida Portaria, estará sujeita à aplicação das sanções previstas na Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, e no Decreto Federal nº 6.514, de 22 de julho de 2008. Adicionalmente, a emissão das licenças ambientais poderá ficar comprometida, impossibilitando a operação e a realização das obras de expansão, manutenção e melhoria do sistema. Projetos especiais para atendimento aos limites da Portaria (tais como o alteamento de estruturas, linhas subterrâneas e faixas de segurança mais largas) tendem a tornar as obras mais caras, impactando negativamente no orçamento da Companhia.

Cumprir destacar, ainda, que existem leis municipais em São Paulo e em Barueri, a Lei Municipal nº 14.023/2005, regulamentada pelo Decreto Municipal nº 47.817/2006 e a Lei Municipal nº 2.534/2017, respectivamente, ambas dispoendo sobre a obrigatoriedade de tornar subterrâneo todo o cabeamento instalado nos referidos municípios.

O pagamento de substanciais despesas para recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso sobre os resultados da Companhia. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão ou renovação das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

elétrico, inclusive da Companhia, podendo causar atrasos em cronogramas de implantação de projetos. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Adicionalmente, as regulamentações ambientais poderão ficar mais rigorosas no futuro, resultando em um aumento de investimentos necessários que poderá gerar um efeito adverso nos negócios, resultados operacionais e condição financeira da Companhia.

Em linha com a política de contratação de seguros da Companhia, contratou-se apólice de seguro de Responsabilidade Civil Ambiental até 31/10/2019. A referida apólice garante cobertura para a Enel Distribuição São Paulo e as demais empresas do Grupo Enel Brasil. Seu limite pode não ser suficiente e este seguro pode não estar disponível no futuro.

(k) fatores macroeconômicos

O governo federal brasileiro exerce influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem nos afetar adversamente.

O governo federal brasileiro frequentemente influencia de forma significativa a economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas em políticas e regulamentações. As ações do governo do Brasil para controlar a inflação e outras políticas e regulamentações frequentemente envolvem, entre outras medidas, aumentos nas taxas de juros, mudanças nas políticas tributárias, controles de preços, controles cambiais, desvalorizações da moeda, controles de capital e limites às importações. Não temos controle e não podemos prever que medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro. Nós e o preço de mercado de nossos valores mobiliários poderemos ser afetados negativamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por fatores econômicos gerais, incluindo, entre outros:

- (i) crescimento ou desaceleração da economia brasileira;
- (ii) taxas de juros e políticas monetárias;
- (iii) taxas de câmbio e flutuações cambiais;
- (iv) inflação;
- (v) liquidez dos mercados domésticos de capital e de empréstimos;
- (vi) controles de importação e exportação;
- (vii) controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- (viii) modificações na legislação segundo interesses políticos, sociais e econômicos;
- (ix) políticas fiscais e mudanças nas leis tributárias;
- (x) instabilidade econômica, política e social;
- (xi) regulamentos trabalhistas e previdenciários;
- (xii) escassez e racionamento de energia;
- (xiii) intervenção, ou modificação, ou rescisão de concessões de energia existentes pelo governo brasileiro; e
- (xiv) outros acontecimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

4. Fatores de risco / 4.1 - Descrição - Fatores de Risco

A incerteza com relação a se o governo federal brasileiro implementará mudanças nas políticas ou regulamentos que afetam esses ou outros fatores no futuro poderá afetar o desempenho econômico e contribuir para a incerteza econômica no Brasil, o que poderá ter um efeito prejudicial sobre nós e nossas ações ordinárias. Não podemos prever que medidas o governo federal brasileiro tomará frente ao acúmulo das pressões macroeconômicas ou outros fatores. A recente instabilidade política e econômica resultou em uma percepção negativa da economia brasileira e em volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro, o que também poderá afetar negativamente a Companhia e nossas ações ordinárias.

Incerteza econômica e instabilidade política no Brasil e no exterior poderão nos afetar negativamente e o preço de nossas ações ordinárias.

O cenário político do Brasil influenciou historicamente, e continua a influenciar, o desempenho da economia do país. As crises políticas afetaram e continuam afetando a confiança dos investidores e do público em geral, resultando historicamente em desaceleração econômica e alta volatilidade dos valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras.

A instabilidade econômica recente no Brasil contribuiu para uma queda na confiança do mercado na economia brasileira, bem como para uma deterioração do cenário político. A incerteza sobre a possibilidade de o atual governo brasileiro implementar mudanças em políticas ou regulamentos no futuro poderá contribuir para a incerteza econômica no Brasil e aumentar a volatilidade dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. A incerteza política pode ter um efeito prejudicial substancial sobre a economia brasileira e, conseqüentemente, sobre nós e o preço de nossas ações ordinárias.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é afetado pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em diferentes graus, pelas condições de mercado em outras regiões emergentes, bem como nos Estados Unidos, China, União Europeia e em outros países. Ainda que a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica brasileira, a reação dos investidores a eventos e crises estrangeiras poderá afetar negativamente o valor de mercado dos valores mobiliários da Companhia, à medida em que as condições dos mercados ou da economia global deterioram. Crises políticas e instabilidade em outros países podem reduzir a demanda dos investidores por valores mobiliários brasileiros, como nossas ações ordinárias.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de crédito

A Companhia está sujeita a riscos de crédito relacionados à: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; e (iii) ativo financeiro setorial, ativo financeiro contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro da concessão e operação com derivativo.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A tabela abaixo demonstra a exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2019:

	2019
Caixa e equivalentes de caixa	1.280.195
Investimentos de curto prazo	5.496
Depósitos vinculados	808.869
Consumidores, revendedores e outros	2.473.095
Contas a receber - acordos	225.445
Ativo financeiro setorial	2.052.746
Ativo contratual	466.563
Ativo financeiro da concessão	4.532.124
Operação com derivativo	48.607
Total da exposição	11.893.140

Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados

A Companhia está exposta aos riscos associados às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras, que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda destes valores caso uma dessas instituições torne-se insolvente, afetando adversamente a situação financeira da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2019, a exposição da companhia era de R\$ 1.280,1 milhões e todo o caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados estavam alocados junto às instituições financeiras.

Ativo financeiro setorial, ativo contratual e ativo financeiro da concessão

Em caso de rescisão antecipada ou término do nosso contrato de concessão, os contratos firmados asseguram à Companhia o direito incondicional de receber, do Poder Concedente, caixa ao final da concessão referente a investimentos não amortizados até o vencimento da concessão. De qualquer forma, não está descartada a hipótese de eventual pagamento de indenização que recebermos poderá ser inferior ao valor residual dos ativos. Assim, poderemos não ser indenizados pela perda de lucros futuros relacionados aos ativos de concessão. Além disso, qualquer referido pagamento poderia ser postergado por muitos anos. Caso nosso contrato de concessão seja rescindido por razões atribuíveis a nós, o valor de indenização a ser pago pode ser substancialmente reduzido por meio da aplicação de multas ou outras penalidades. Não podemos garantir ao investidor que a indenização a ser recebida na hipótese de rescisão do contrato de concessão ou reversão de nossos ativos será adequada ou paga pontualmente, o que pode afetar adversamente nossa situação financeira.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Risco de gerenciamento de capital

A estrutura de capital é impactada pelas condições macroeconômicas e setoriais e, por serem fatores externos e não controlados pela Companhia, podem impactar negativamente a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, e o pagamento de dividendos, bem como afetar adversamente nossa condição financeira.

A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro, menos caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Na tabela abaixo, está demonstrada a dívida líquida da Companhia em 31 de dezembro de 2019 (valores expressos em milhares de reais, exceto percentuais):

	2019
Empréstimos e financiamentos	274.423
Debêntures	3.612.989
Arrendamento financeiro	261.882
Operação com instrumento derivativo	(48.607)
Caixa e equivalentes de caixa	(1.280.195)
Investimentos de curto prazo	(5.496)
Dívida líquida	2.814.996
Patrimônio líquido	3.969.216
Dívida líquida / Patrimônio líquido	70,92%

Do endividamento financeiro total (saldo da dívida, sendo empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro – circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2019, 21,8% era de curto prazo (17,1% em 31 de dezembro de 2018) e o prazo médio era de 3,71 anos (3,59 anos em 31 de dezembro de 2018).

Risco de Liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas. Caso a Companhia não seja capaz de liquidar suas obrigações nos prazos acordados, a cobrança de multas, ou qualquer ação de cobrança por parte de seus credores podem afetar adversamente a situação financeira da Companhia.

A tabela abaixo apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2019 (valores expressos em milhares de reais):

Posição em 31 de dezembro de 2019	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos
Fornecedores	1.865.919	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	222.208	9.968	24.995	15.413	-
Debêntures	53.906	114.929	1.504.012	1.224.133	546.113
Arrendamento financeiro	22.441	47.407	42.224	93.160	56.650
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	214.054	-	-	-	-
Total	2.378.528	172.304	1.571.231	1.332.706	602.763

Riscos de taxas de juros

Risco de taxa de juros representa a possibilidade de a Companhia poder incorrer aumento nos custos do serviço da dívida e das despesas financeiras deles originadas, por conta de elevação da taxa de juros relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures, o que pode impactar adversamente a situação financeira da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.2 - Descrição - Riscos de Mercado

Em 31 de dezembro de 2019, a somatória dos saldos de empréstimos, financiamentos e debêntures (circulante e não circulante) era de R\$ 3.841,1 milhões, dos quais 78,00% indexados à taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários ("CDI"), 0,03% indexados a taxa pré-fixada, 1,43% indexados à TJLP e 20,54% indexados ao IPCA.

O montante de exposição líquida da Companhia aos riscos de taxas de juros em 31 de dezembro de 2019 é (valores expressos em milhares de reais):

	2019
Equivalentes de caixa	1.054.767
Investimentos de curto prazo	5.496
Empréstimos e financiamentos	(273.544)
Debêntures	(3.651.705)
Operação com derivativo	48.607
Total da exposição líquida	(2.816.379)

Os montantes de empréstimos, financiamentos e debêntures apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, taxa pré-fixada e TJLP e não contemplam os saldos de custos a amortizar.

Além disso, a Companhia tem obrigações com entidade de previdência privada (FUNCESP) cujo custo do serviço também pode incorrer aumento. O saldo de obrigações com entidade privada em 31 de dezembro de 2019 era de R\$5.868,6 milhões, indexado a IGP-DI.

Risco de moeda

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao dólar norte-americano, através dos pagamentos de energia comprada de Itaipu. O risco decorre das diferenças verificadas entre a taxa de câmbio considerada pelo órgão regulador quando da homologação dos reajustes tarifários e aquelas efetivamente verificadas nos pagamentos no decorrer do ano tarifário. No exercício social encerrado de 2019 representou 21,6% da nossa de energia comprada. Entretanto, as alterações de variação cambial são repassadas ao consumidor, ainda que não imediatamente, através do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A/CVA (Ativo e passivo financeiro setorial), conforme previsto em regulação.

Dessa forma, pode ocorrer descasamento do fluxo de caixa expondo a empresa a restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio. Podemos, ainda, sofrer impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia e não é possível mensurar antecipadamente tais impactos em nossos negócios e resultados operacionais.

Riscos de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas ("*covenants*") normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros.

Os *covenants* financeiros preveem um limite máximo de 3,5x do indicador Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, sob pena de eventual vencimento antecipado da dívida em caso de descumprimento por dois trimestres consecutivos. A Companhia não pode garantir que continuará cumprindo com todos os índices econômico-financeiros e que, caso um descumprimento venha a ocorrer, que as suas dívidas não serão aceleradas, causando um impacto adverso negativos em seus negócios e resultados operacionais.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais e administrativos sobre diversas questões legais, regulatórias e administrativas, inclusive processos relacionados a aumentos de tarifa, responsabilidade civil, responsabilidade fiscal, obrigações trabalhistas, previdenciárias e questões ambientais, sendo que a maioria destes processos se originou do curso regular dos negócios da Companhia. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia figurava em 14545 demandas judiciais, sendo: (i) 8787 processos judiciais cíveis, os quais compreendem direito do consumidor, responsabilidade civil, regulatório e imobiliário; (ii) 1.704 processos judiciais e administrativos fiscais e (iii) 4054 são processos judiciais, trabalhistas e judiciais e administrativos previdenciários.

Para os fins deste item 4.3, foram considerados como processos individualmente relevantes: (i) processos com valor individual igual ou superior a R\$30,0 milhões; e (ii) processos que individualmente tenham potencial de impacto financeiro adverso, de dano à imagem e/ou às atividades da Companhia. A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos mais relevantes em que figura como parte, segregados por sua natureza.

Processos de natureza tributária

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia era parte em 1.704 disputas tributárias.

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2019, o valor total envolvido nos processos tributários com chance de perda provável, possível e remoto era, conjuntamente, de R\$ 4.586,0 milhões e o montante provisionado era de R\$ 72,9 milhões.

A maioria dos processos de natureza tributária em que a Companhia figura no polo passivo envolvem execuções fiscais promovidas pelas autoridades fiscais e discussão sobre a exigibilidade de tributos cobrados por meio da lavratura de autos de infração.

Dentre os processos de natureza tributária individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de dezembro de 2019, destacam-se os seguintes:

Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão

Processo nº 1014613-32.2017.4.01.3400	
a. juízo	Esfera Judicial
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	20/04/2005
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Réu: União Federal
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 171.544.118,74 milhões (em 31 de dezembro de 2019)
f. principais fatos	Trata-se de processo em que se discute auto de infração lavrado para a cobrança de IRPJ e CSLL referente aos anos- calendários de 2001 e 2002, decorrente da dedução integral da base de cálculo os valores pagos a título de previdência privada, sem a limitação de 20% imposta pela lei 9.532/97. Processo Administrativo n. 19515.000234/2005-06 encerrado desfavoravelmente à Cia. Para prosseguir a discussão, a Companhia propôs ação judicial em outubro de 2017. Concedida a medida liminar pleiteada para suspender a exigibilidade do débito sem apresentação de garantia. Foi proferida sentença favorável em 1ª instância, determinando ao CARF a realização de novo julgamento do recurso administrativo da Companhia. Contra esta decisão, a Fazenda Nacional interpôs recurso de

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	apelação, que aguarda julgamento.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.
i. Valor provisionado	Não há.

Contribuição para o custeio da iluminação pública – COSIP

Processo nº 1017678-22.2018.8.26.0053	
a. juízo	Esfera Judicial
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	06/04/2018
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Réu: Prefeitura de São Paulo/SP
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 130.585.858,98 milhões (em 31 de dezembro de 2019)
f. principais fatos	Trata-se de mandado de segurança impetrado em 6 de abril de 2018 em face do Secretário da Fazenda do Município de São Paulo – SP, contra autos de infração lavrados para exigir o recolhimento da contribuição para o custeio da iluminação pública – COSIP relativa ao período de março de 2011 a dezembro de 2015. Os referidos autos de infração estão baseados em fatos e motivos distintos que, em resumo, são os seguintes: (i) classificação incorreta de unidades consumidoras, (ii) aplicação indevida de isenção e (iii) ausência de pagamento de multa no recolhimento da contribuição em atraso. Em sua defesa, a Companhia alega, em síntese, (a) nulidade das autuações por falta de comprovação da ocorrência das infrações, (b) observância das normas regulatórias e tributárias relativas à classificação tarifária dos consumidores, (c) aplicação das isenções em conformidade com as determinações do Município e (d) impossibilidade de cobrança de multa moratória no pagamento em atraso de débitos que foram objeto de denúncia espontânea. A Companhia ofereceu seguro-garantia. Após decisões desfavoráveis em 1ª e 2ª instâncias no que se referem ao lançamento da contribuição e multas aplicadas (os juros foram limitados à taxa Selic) e em razão de o Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo reconhecer que seria necessária a produção de provas, a Companhia entendeu por bem não recorrer da referida decisão na via do Mandado de Segurança e continuar a discussão em uma nova ação judicial que será proposta.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.
i. Valor provisionado	Não há.

Contribuições ao PIS

Processos nº 2007.61.82.008485-9; 2007.61.82.033333-1; 2007.61.82.033332-0; 2007.61.82.033331-8; 2008.61.82.005088-0 e 2008.61.82.005087-8	
a. juízo	Justiça Federal, Seção Judiciária de São Paulo
b. instância	Instância Superior (STJ)
c. data de instauração	16/08/2006
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Réu: União Federal

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	0033333-55.2007.4.03.6182 – R\$ 294.365.045,16 0033331-85.2007.4.03.6182 (2007.61.82.033331-8) – R\$ 172.675.105,18 2008.61.82.005088-0 – R\$ 53.622.984,12 2008.61.82.005087-8 – R\$ 78.604.915,35 2007.61.82.033332-0 – R\$ 53.829.599,72 2007.61.82.008485-9 – R\$ 200.167.043,81
f. principais fatos	Em julho de 2000, a Companhia ajuizou Ação Judicial visando o reconhecimento dos créditos de PIS decorrentes do pagamento a maior efetuado durante a vigência dos mencionados Decretos julgados inconstitucionais pelo STF. Em maio de 2012, a Companhia obteve decisão definitiva favorável reconhecendo o direito ao mencionado crédito. Contudo, há em trâmite Execuções Fiscais que visam a cobrança dos débitos compensados pela Companhia em 2002, cujas compensações foram indeferidas sob os argumentos de que teriam sido feitas antes do trânsito em julgado da ação judicial e com débitos de outros tributos federais além do PIS. A Companhia sustenta que procedeu às compensações conforme a decisão judicial favorável e que o procedimento adotado foi correto.
g. chance de perda	Possível (R\$ 653.097.649,52) e remoto (R\$ 200.167.043,81).
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor informado devidamente atualizado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.

Processo nº 2008.61.82.011529-0	
a. juízo	Execuções Fiscais Federais
b. instância	Instância Superior (STJ)
c. data de instauração	06/05/2008
d. partes no processo	Autor: União Federal Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 241.884.301,00 (em 31 de dezembro de 2019)
f. principais fatos	Trata-se de Execução Fiscal visando à cobrança de supostos débitos de PIS, decorrentes da aplicação das normas impostas pela MP nº 1.407/1996. A companhia opôs Embargos à Execução. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões desfavoráveis à Companhia e aguarda-se os julgamentos dos recursos por ela apresentados pelo STJ e STF. Após decisão do Tribunal Regional Federal da 3ª Região, a Companhia teve que substituir a fiança bancária por depósito em dinheiro. Quanto ao prognóstico de perda do caso, a Companhia, juntamente com seus assessores legais, classifica-o como possível, considerando os fundamentos a seu favor e que amparam os recursos que aguardam julgamento. Sustenta-se que (i) para que o crédito tributário tenha executoriedade, é imprescindível o lançamento, que não foi realizado pelo Fisco, (ii) apenas os tributos declarados em DCTF (Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais) no campo "saldo a pagar", com valores discriminados, são passíveis de inscrição direta em dívida ativa e (iii) nos termos da legislação aplicável, créditos tributários com exigibilidade suspensa devem ser necessariamente constituídos, sob pena de decadência, tal como a ocorrida neste caso.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.

Auto de infração PIS/COFINS (glosa de créditos)

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

Processo nº 13855.720907/2017-36	
a. juízo	Esfera Administrativa
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	26/06/2017
d. partes no processo	Autor: Delegado da Receita Federal de Franca Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 271.615.817 milhões (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	Trata-se de auto de infração lavrado para cobrança de PIS e COFINS em razão de suposta utilização indevida de crédito destas contribuições no ano de 2013 decorrentes da glosa de créditos tomados na aquisição de bens e de serviços. Foi proferida decisão de primeira instância administrativa desfavorável, contra qual foi interposto recurso voluntário que atualmente aguarda julgamento.
g. chance de perda	Remota (R\$ 251.956.727) / Possível (R\$ 19.659.090)
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera administrativa, haverá possibilidade de discussão judicial (com eventual necessidade de garantia do débito mediante depósito judicial ou contratação de carta fiança ou seguro garantia) e caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor corrigido informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando os valores envolvidos.

COFINS ANISTIA

Processo nº 0044512-19.1999.4.03.6100; 0518346-69.1998.4.03.6182; e 05220626- 62.1998.4.03.6182	
a. juízo	2ª Vara da Justiça Federal
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	09/09/1999
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. e Bandeirante Energia S.A. Réu: União Federal
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.174.142.601,79, sendo que apenas parte deste valor, correspondente à R\$ 806.642.644,08 é de responsabilidade da Companhia. (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	A Companhia discute judicialmente a adesão ao programa de parcelamento previsto na Lei nº 9.779/1999, para quitar débitos de COFINS, com as reduções de multa e juros. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões favoráveis à Companhia, em relação a possibilidade de adesão ao programa de parcelamento. No que se referem aos encargos legais de 20% sobre os valores dos débitos, em 2ª instância foi proferida decisão pela sua manutenção. A Companhia interpôs recursos especial e extraordinário aos tribunais Superiores, contra a manutenção dos encargos legais, que aguardam julgamento.
g. chance de perda	Possível (R\$ 161.328.528,82) / Remota (R\$ 645.314.115,26)
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão final desfavorável, em todos os processos mencionados acima (ação consignatória e execuções fiscais), a Companhia terá que desembolsar o valor informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a companhia, considerando os valores envolvidos.

PIS Compensação Decretos (Créditos Remanescentes)

Processo nº 13896-903.048/2014-90	
a. juízo	Esfera Administrativa

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

b. instância	2ª instância
c. data de instauração	08/08/2014
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 156.865.506,39 (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	A Companhia foi intimada pela Receita Federal sobre a não homologação de compensações administrativas realizadas entre créditos remanescentes de PIS recolhidos a maior com base nos Decretos Leis nº 2.445/88 e 2.449/88, e débitos de PIS e COFINS relativos ao período compreendido entre abril e maio de 2013. A Companhia apresentou defesa administrativa, a qual foi julgada parcialmente procedente com o reconhecimento do direito a R\$11,9 milhões dos R\$85,8 milhões de créditos utilizados em 2013 (valor original) e homologando as compensações até o limite destes créditos. Contra esta decisão, a Companhia apresentou recurso que aguarda julgamento em 2ª instância administrativa.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera administrativa, haverá possibilidade de discussão judicial (com eventual necessidade de garantia do débito mediante depósito judicial ou contratação de carta fiança ou seguro garantia) e caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor de R\$ 156.865.506,39 milhões (em 31 de dezembro de 2019), o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o montante envolvido.

Processo nº 0010645-38.2015.4.03.6144	
a. juízo	Esfera Judicial
b. instância	Instâncias Superiores (STJ e STF)
c. data de instauração	22/07/2015
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. e Outros Réu: União Federal
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 128.689.120,29 (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	Mandado de Segurança impetrado com o intuito de afastar a cobrança das contribuições ao PIS e a COFINS incidentes sobre receitas financeiras, apuradas com base no Decreto nº 8.426/2015, que alterou a alíquota combinada de Zero para 4,65%, a partir de 1º de julho de 2015. Foram proferidas decisões desfavoráveis em 1ª e 2ª instâncias mantendo a tributação. A Companhia interpôs recursos especial e extraordinário, que aguardam julgamento. O Superior Tribunal de Justiça - STJ determinou a suspensão do processo até o julgamento de recurso representativo da controvérsia pelo Supremo Tribunal Federal - STF, considerando que a posição adotada neste caso deverá ser seguida pelos demais Tribunais do país em processos análogos.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, os depósitos judiciais integrais efetuados pela Companhia visando à suspensão da exigibilidade dos tributos discutidos serão convertidos em renda da União Federal. Como tais valores já se encontram provisionados, referida decisão desfavorável não ocasionará impacto negativo adicional em resultado.

Ação Declaratória e Auto de Infração CSLL – Base Negativa

Processo nº 2005.61.00.025272-3	
a. juízo	Justiça Federal e Delegacia da Receita Federal de Adm. Tributária, respectivamente.
b. instância	Instância Superior (STJ)

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

c. data de instauração	16/08/2006
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. e União Federal, respectivamente. Réu: União Federal e Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., respectivamente.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 151.835.565,39 (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	A Companhia discute judicialmente a aplicação da MP nº 2.158/2001, que determinou que as empresas decorrentes de cisão parcial somente poderiam aproveitar os créditos de base negativa de CSLL na exata proporção do patrimônio líquido da empresa cindida. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões favoráveis à Companhia. Atualmente a Companhia aguarda o julgamento do recurso especial interposto pela Fazenda Nacional no Superior Tribunal de Justiça (STJ).
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia entende que poderá desembolsar o valor informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.

FINSOCIAL

Processo nº 10880.725887/2011-07 e 16349.720115/2012-65	
a. juízo	Esfera Administrativa
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	07/08/2012
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 223.271.779,06 (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	Em razão de decisão definitiva concedida em processo judicial, a Companhia teve reconhecido o direito de compensar os créditos de FINSOCIAL, relativos ao período de setembro de 1989 a março de 1992, bem como seus respectivos expurgos inflacionários (correção monetária). Contudo, por supostas divergências na apuração dos créditos apurados, a Receita Federal não homologou parte das compensações, dando início a uma nova discussão sobre o montante não homologado. Em abril de 2013, houve decisão de 1ª instância desfavorável para a Companhia, contra a qual foi apresentado recurso voluntário que aguarda julgamento.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera administrativa, haverá possibilidade de discussão judicial (com eventual necessidade de garantia do débito mediante depósito judicial ou contratação de carta fiança ou seguro garantia) e caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando os valores envolvidos.

IRPJ

Processo nº 11610.007343/2003-94	
a. juízo	Esfera Administrativa
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	14/05/2003
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 107.428.660,71 (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	Pedido de compensação IRPJ - exercício de 2002 (102.099.67825 - reconhecido 65.731.26337) - homologado parcialmente. Decisão em 1ª instância desfavorável. Interposto Recurso Voluntário que aguarda julgamento.
g. chance de perda	Remoto
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera administrativa, haverá possibilidade de discussão judicial (com eventual necessidade de garantia do débito mediante depósito judicial ou contratação de carta fiança ou seguro garantia) e caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor informado o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando os valores envolvidos.

ICMS

Processo nº 4.104.706-0	
a. juízo	Esfera Administrativa
b. instância	2ª instância
c. data de instauração	22/12/2017
d. partes no processo	Autor: Fazenda do Estado de São Paulo Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 128.972.897,51 (em 31 de dezembro de 2019).
f. principais fatos	Auto de Infração decorrente da acusação fiscal de supostas irregularidades no estorno de débitos de ICMS (tais como decadência do direito de estornar, estorno duplicado, operações estranhas àquelas constantes das notas fiscais estornas, notas fiscais duplicadas, notas fiscais canceladas, estorno antes do registro do débito, não localização das segundas-vias das notas fiscais substitutas, valor do estorno superior ao valor do débito estornado, e não informação à SEFAZ- SP do número da nota fiscal substituta) no período correspondente a janeiro a dezembro de 2012. Em 24 de janeiro de 2018 foi apresentada defesa pela Companhia, a qual foi julgada parcialmente procedente para cancelar mais de 90% da autuação. Interposto Recurso Ordinário pela Cia e contrarrazões ao Recurso de Ofício, ambos aguardam julgamento em 2ª instância administrativa.
g. chance de perda	Remota
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera administrativa, haverá possibilidade de discussão judicial (com eventual necessidade de garantia do débito mediante depósito judicial ou contratação de carta fiança ou seguro garantia) e caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor informado o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando os valores envolvidos.

PIS/COFINS

Processo nº 13896.720142/2019-10	
a. juízo	Esfera Administrativa
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	22/01/2019
d. partes no processo	Autor: Receita Federal do Brasil Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 861.663.959,42 (em 31 de dezembro de 2019).

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

f. principais fatos	Trata-se de auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil contra a Companhia visando à cobrança de débitos de contribuição ao PIS e de COFINS por suposto recolhimento a menor nos anos de 2014 e 2015, decorrentes da glosa de créditos tomados na aquisição de bens e de serviços. Em 22 de janeiro de 2019, a Companhia foi notificada da autuação e, contra ela, apresentou defesa que aguarda julgamento em 1ª instância administrativa.
g. chance de perda	Remoto R\$ 799.756.054,56 / Possível R\$ 61.907.904,86
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera administrativa, haverá possibilidade de discussão judicial (com eventual necessidade de garantia do débito mediante depósito judicial ou contratação de carta fiança ou seguro garantia) e caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor corrigido informado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando os valores envolvidos.

Processos de natureza trabalhista e previdenciária

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia era parte em 4.054 demandas, judiciais trabalhista e judiciais e administrativas, de natureza previdenciária.

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2019, o valor total envolvido nos processos trabalhistas e previdenciários com chance de perda provável e possível era, conjuntamente, de R\$ 4.484,3 milhões e o montante provisionado era de R\$ 342,5 milhões.

A maioria das demandas de natureza trabalhista em que a Companhia figura no polo passivo envolvem pedidos de ex empregados próprios, empregados ativos e ex-empregados de empresas prestadoras de serviços.

Deste universo de ações, a grande maioria dos objetos discutidos nas demandas trabalhistas versam sobre: (i) equiparação salarial; (ii) horas extras; (iii) horas de sobreaviso; (iv) adicional de periculosidade; (v) multa de 40% sobre o Fundo de Garantia por Tempo de Serviço – FGTS decorrente de expurgos de planos econômicos e responsabilidade subsidiária da Companhia, em razão de inadimplemento das obrigações trabalhistas devidas pelas empresas prestadoras de serviços, dentre outras matérias.

Dentre os processos de natureza trabalhista e previdenciária individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de dezembro de 2019, destaca-se o seguinte:

Ação Civil Pública – Terceirização

Processo nº 1002267-94.2016.5.02.0709	
a. juízo	88ª Vara do Trabalho de São Paulo/SP
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	26/11/2016
d. partes no processo	Autor: Ministério Público do Trabalho - São Paulo (PRT/MPT 02ª Região/SP)
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público do Trabalho, pleiteando ordem liminar, para que a Companhia, no prazo de 180 dias, sob pena de multa diária de R\$ 50 mil para cada obrigação não cumprida: (i) se abstenha de efetuar terceirização de atividade fim e/ou de qualquer atividade em que exerça subordinação direta aos seus terceirizados, (ii) internalize os terceirizados que atuem na atividade fim e/ou em qualquer atividade que a Companhia exerça subordinação, (iii) garanta tratamento isonômico aos terceirizados em relação aos colaboradores da Companhia (enquadramento sindical, remuneração e benefícios) e, ao final da ação, também seja condenada (iv) a indenizar no valor de R\$120,0 milhões (R\$20,0 milhões de dumping social e R\$100,0 milhões de danos morais coletivos).
f. principais fatos	A Companhia foi citada no dia 17 de janeiro de 2017, tendo se manifestado contra pedido liminar em 26 de janeiro de 2017. Em 21 de Fevereiro de

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>2017, foi negado o Pedido Liminar feito pelo Ministério Público do Trabalho – MPT. Realizada instrução processual em 01º de outubro de 2018 e marcado julgamento para 19 de dezembro de 2018. Em 05 de abril de 2019 foi publicada sentença de mérito, julgando a ação procedente em parte em 1ª Instância</p> <p>A decisão validou os procedimentos da terceirização aplicados pela Companhia diante da ausência de subordinação e pessoalidade em face dos terceiros bem como fiscalização relacionada à segurança do trabalho, afastando com isso a existência de fraude à terceirização ou vínculo direto com a Companhia.</p> <p>No entanto, reconheceu a equiparação de direitos quanto a remuneração e benefícios entre os empregados das contratadas e os empregados da Companhia, no prazo de 120 dias, sob pena de multa mensal de R\$ 1.000, bem como condenou a Companhia ao pagamento de R\$ 5.000 por danos morais coletivos.</p> <p>A Companhia ingressou com 1º recurso e definiu-se o início da obrigação de fazer, bem como alterou o prazo para a legalização dos benefícios para 180 dias após o trânsito em julgado. Em 15 de outubro de 2019 foi publicada decisão mantendo os termos da sentença. A Companhia interpôs recurso no Tribunal Regional do Trabalho, em 25 de outubro de 2019. Aguarda-se julgamento.</p>
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	<p>A Companhia poderá em caso de perda ser impedida de realizar novas contratações de empresas terceirizadas e ter de internalizar os serviços já prestados por estas empresas atualmente contratadas; para as atividades em que a terceirização for permitida, garantir tratamento isonômico aos empregados terceirizados em relação aos empregados próprios da Companhia (enquadramento sindical, remuneração e benefícios); e arcar com uma indenização.</p> <p>Os valores envolvidos são inestimáveis, uma vez que somente uma decisão judicial poderá delimitar as obrigações a serem cumpridas e, quanto à indenização, não há previsão legal que fixe tais valores e, ainda, em razão da subjetividade envolvida na sua definição pelo juiz.</p>

Ação Coletiva Periculosidade – Nova Sede

Processos nº 1004117-46-2016.5.02.0202, 1004123-53-2016.5.02.0205, 1004125-23-2016.5.02.0205, 1004128-75-2016.5.02.0205 e 1004130-45-2016.5.02.0205	
a. juízo	2ª Vara do Trabalho de Barueri/SP
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	05/12/2016
d. partes no processo	Autor: Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Ajuizamento de 05 (cinco) ações coletivas pelo Sindicato visando pagamento do adicional de periculosidade para todos os colaboradores da Companhia lotados na Sede Administrativa de Barueri no período em que um motogerador esteve instalado no topo do Edifício (entre fevereiro/2012 a fevereiro/2016).
f. principais fatos	A Companhia foi cientificada de 4 ações em março de 2017 e a última ação em abril de 2017, tendo sido todas as ações unificadas. Inspeção judicial realizada no dia 26/01/2018, com a participação de prepostos da empresa e assistentes técnicos. A audiência de instrução foi realizada no dia 08 de março de 2019. Julgamento marcado para o 25 de abril de 2019. Em 10 de julho de 2019, a empresa tomou conhecimento de decisão em 1ª Instância, favorável à Companhia. O Sindicato recorreu da decisão em 12 de agosto de 2019. Aguarda-se julgamento.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenham eventuais decisões finais desfavoráveis nas ações acima mencionadas, a Companhia poderá ter que desembolsar o valor estimado atualizado para 31 de dezembro de 2019 de R\$ 119,652 milhões (R\$109,6 milhões em 31 de dezembro de 2018), o qual, dado o atual andamento dos processos representa o cálculo da estimativa de liquidação dos pedidos formulados nas ações.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes**Contribuição Previdenciária**

Processo nº . Execução 0030088-41..4.03.6182/Embargos 0000187-91.2005.4.03.6182 (numeração antiga: 2004.61.82.030088-9 /embargos 2005.61.82000187-8); // Processo nº: Execução 0050718-21.2004.4.03.6182/Embargos 0000188-76.2005.4.03.6182 (numeração antiga: 2004.61.82.050718-6 /embargos 2005.6182000188-0); // Processo nº: Execução 0001769-58.2007.4.03.6182/Embargos 0006923-57.2007.4.03.6182 (numeração antiga: 2007.61.82.001769-0 /Embargos 2007.6182006923-8)	
a. juízo	Esfera Judicial
b. instância	1ª e 2ª Instâncias
c. data de instauração	23/06/2004 (2004.61.82.030088-9), 07/02/2007 (2007.61.82.001769-0) e 13/09/2004 (2004.61.82.050718-6)
d. partes no processo	Autor: INSS Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 63,4 milhões.
f. principais fatos	Execuções Fiscais promovidas pelo INSS em face da Companhia. Em suma as discussões versam sobre a possível incidência de contribuição previdenciária sobre diferentes verbas de cunho não remuneratório. As três ações tiveram decisão desfavorável para Companhia, estando pendentes de julgamento de recursos no Tribunal. Processo garantido por depósito judicial. O prognóstico desta ação foi classificado como possível, por nossos assessores jurídicos, em razão do posicionamento das cortes judiciais superiores (STJ e STF) sobre o tema. O valor estimado em 31 de dezembro de 2019 remonta em R\$ 63,4 milhões (R\$52,4 milhões em 31 de dezembro de 2018).
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável na esfera judicial, a Companhia terá que desembolsar o valor informado devidamente atualizado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando os valores envolvidos.

FGTS

Processo nº 0008551-36.2007.4.03.6100 e 0005931-51.2007.4.03.6100 (medida cautelar)	
a. juízo	19ª Vara da Justiça Federal
b. instância	2ª Instância
c. data de instauração	26/04/2007
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Réu: União Federal
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 95,2 milhões.
f. principais fatos	Em novembro de 1998 foram lavradas pela Caixa Econômica Federal três notificações relativas a suposta falta de recolhimento de FGTS durante o período de janeiro de 1993 a setembro de 1998. Após a apresentação dos competentes recursos, em março de 2007, houve decisão desfavorável no âmbito administrativo e a consequente inscrição deste débito em Dívida Ativa da União. Diante disso, por entender como infundada a cobrança pretendida, a Companhia ajuizou medida cautelar pugnando pela suspensão da exigibilidade dos débitos e, posteriormente, uma ação anulatória visando o cancelamento do débito. Na ação cautelar, foi proferida decisão reconhecendo a suspensão mediante oferecimento de garantia. Atualmente, aguarda-se o julgamento de reexame necessário. Na ação anulatória, em setembro de 2014 foi proferida decisão de 1ª instância julgando parcialmente procedente o pedido, anulando em parte os lançamentos de débitos superiores aos apurados pela perícia. Atualmente, aguarda-se o julgamento do recurso de apelação das partes.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor informado o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes**SAT**

Processo nº 5003955-97.2018.4.03.6144	
a. juízo	2ª Vara Federal de Barueri
b. instância	1ª Instância
c. data de instauração	22/10/2018
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A Réu: União Federal
e. valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 42,8 milhões.
f. principais fatos	<p>Trata-se de processo administrativo decorrente de despacho decisório lavrado pela Receita Federal do Brasil não homologando compensações declaradas no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2011 com créditos de contribuição previdenciária apurados entre setembro de 2006 e agosto de 2011. Tais créditos são oriundos da revisão do enquadramento da Companhia nos graus de risco destinados ao antigo Seguro Acidente do Trabalho (SAT), atual Grau de Incidência de Incapacidade Laborativa e Riscos de Acidente do Trabalho (GIIL - RAT), considerando a atividade preponderante realizada, amparada em Laudos Técnicos de Condições Ambientais de Trabalho (LTCAT).</p> <p>Com base no argumento de que o código CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas) informado em campos específicos de guias de recolhimento e declarações fiscais seria o que determinaria o referido enquadramento em graus de risco, a despeito dos laudos apresentados, as referidas compensações não foram homologadas em julho de 2014. Em setembro de 2014, a Companhia apresentou manifestação de inconformidade contra esta decisão, a qual não foi provida. Em fevereiro de 2015, foi interposto recurso voluntário, também não acolhido pelo CARF. Em abril de 2017, a Companhia apresentou recurso especial, o qual não foi admitido. Em outubro de 2017, a Companhia apresentou agravo contra esta decisão à Câmara Superior do CARF, que não foi provido por decisão proferida em setembro de 2018, encerrando desfavoravelmente o processo administrativo.</p> <p>A Companhia promoveu ação judicial dando continuidade à discussão da exigência fiscal, em 22 de outubro de 2018, tendo obtido em 12 de novembro de 2018 decisão liminar parcialmente favorável para emissão de Certidão Positiva com Efeito de Negativa (CPEN) em favor da Companhia. Da decisão, foi interposto Agravo de Instrumento para suspensão da exigibilidade do crédito, bem como a liberação do seguro garantia apresentado nos autos. Considerando que as Cortes Judiciais Superiores (STJ e STF) ainda não firmaram posição sobre o tema, o prognóstico de perda do caso, que foi remoto durante a fase administrativa pela existência de precedentes favoráveis naquela esfera, foi alterado para possível.</p>
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor informado devidamente atualizado, o que resultará em um impacto financeiro adverso para a Companhia, considerando o valor envolvido.

Processos de natureza cível e outros

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia era parte em 10.565 disputas cíveis, sendo 1.778 ações em que a Companhia figura como autora (incluindo imobiliário) e 8787 ações em que a Companhia figura como ré (incluindo imobiliário).

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2019, o valor total envolvido nos processos cíveis com chance de perda provável e possível era, conjuntamente, de R\$751,0 milhões e o montante provisionado era de R\$246,8 milhões.

De uma maneira geral, os processos de natureza cível em que a Companhia figura no polo passivo envolvem ações de natureza consumerista, vinculadas ao contrato de fornecimento de

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica e de danos em geral.

Por outro lado, as ações em que a Companhia figura como autora consistem em execuções e ações de cobrança ajuizadas em virtude do inadimplemento do contrato de fornecimento de energia elétrica.

Além disso, a Companhia também é parte em alguns processos relacionados com sua privatização. Naquela ocasião, determinados segmentos da população brasileira se opuseram à privatização de empresas de infraestrutura e diversas privatizações foram questionadas em juízo. Com base no fato de que nenhuma das empresas privatizadas sofreu consequências relevantes como resultado desse litígio, acredita-se que o efeito final destes processos não terá, da mesma forma, um impacto prejudicial relevante sobre a situação financeira ou sobre os resultados das operações da Companhia.

Dentre os processos de natureza cível individualmente relevantes para a Companhia, em 31 de dezembro de 2019, destacam-se os seguintes:

Arbitragem Neoenergia

Arbitragem Neoenergia - CAM 106/18	
a. juízo	Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM
b. instância	Arbitragem
c. data de instauração	07/05/2018
d. partes no processo	Autor: Neoenergia S/A. Réu: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A.
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Inestimável
f. principais fatos	Trata-se de arbitragem proposta pela Neoenergia em face da Companhia perante a Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM com base no Acordo de Investimento celebrado entre a Companhia e a Neoenergia em 16 de abril de 2018. Em 2 de agosto de 2018 houve formalização da nomeação dos árbitros que atuarão no caso e, em 3 de setembro de 2018 foi formalizado o Termo de Arbitragem. Em 18 de outubro de 2018 a Neoenergia apresentou as alegações iniciais. Em 03 de dezembro de 2018 a Eletropaulo apresentou defesa. A Neoenergia apresentou replica em 14 de janeiro de 2019. Em 20 de janeiro de 2019 a Eletropaulo apresentou tréplica. A Neoenergia deverá especificar os documentos que pretend ever exibidos até o dia 26 de março de 2019.. Em 26 de março de 2019, a Neoenergia especificou os documentos a serem apresentados pela Eletropaulo. Em 3 de abril de 2019, a Eletropaulo apresentou seu papel como testemunha e alguns documentos. Em 30 de maio de 2019 e 31 de maio de 2019, foram realizadas as primeiras audiências e a produção de provas, com a audiência das testemunhas indicada pelas partes. Em 21 de fevereiro de 2020, o tribunal arbitral proferiu a decisão final rejeitando todos os pedidos da Neoenergia. A demanda não será mais informada nos próximos relatórios..
g. chance de perda	N/A
h. análise do impacto em caso de perda	N/A.

Devolução Tarifária – Base Blindada

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia era parte em alguns processos judiciais cujo objeto é a impugnação judicial de decisões administrativas e autos de infração impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

De acordo com a análise dos advogados externos da Companhia, em 31 de dezembro de 2019, o valor total envolvido nos processos administrativos e judiciais regulatórios com chance de perda provável e possível era, conjuntamente, de R\$ 1.606.640 milhões e o montante provisionado era de R\$ 119.397 milhões.

Processo nº 0054491-83.2014.4.01.3400	
a. juízo	7ª Vara Federal do Distrito Federal
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	19/08/2014
d. partes no processo	Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Réu: ANEEL
e. valores, bens ou direitos envolvidos	Anulação do Despacho ANEEL nº 4.259/2013 e decisões administrativas posteriores da ANEEL em processo administrativo (PA) que determinou que a Companhia efetue a restituição aos seus consumidores da quantia total de R\$[*] milhões, atualizados até 31 de dezembro de 2019), anulando os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (i.e., Cabo), bem como indeferiu pedido subsidiário da Companhia no PA para que determinados ativos não incluídos na base de remuneração regulatória de 2003 fossem considerados no reajuste tarifário anual.
f. principais fatos	<p>Em 21 de novembro de 2012, foi aberto processo para que fossem examinados determinados ativos pertencentes à base blindada da Base de Remuneração Regulatória da Companhia e eventual sobreavaliação de ativos e possível devolução de valores cobrados em excesso de consumidores. Em 18 de fevereiro de 2013 foi nomeado o Diretor Relator para o referido processo. Em novembro de 2013, ANEEL notificou a Companhia para apresentação de manifestação referente ao referido processo específico para saber se é devido o recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua terceira revisão tarifária periódica, para eventual desconto e restituição de parcelas de amortização e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (246.474,87 metros de Cabo AL Nu CAA 1272 MCM). A Companhia apresentou manifestação e em 17 de dezembro de 2013 a Diretoria da ANEEL, por meio do Despacho ANEEL nº 4.259/2013, decidiu pelo recálculo das tarifas praticadas pela controlada indireta da Companhia no período de julho de 2007 a julho de 2011, representando o valor de R\$ 626,1 milhões, devendo o mesmo ser corrigido por IGP-M a partir de 1º de dezembro de 2013 até a data de início da devolução, a qual será feita por meio de componente financeiro negativo, diferido em até 4 eventos tarifários, a partir de julho de 2014 ("Decisão").</p> <p>Após a publicação da Decisão, que ocorreu no dia 27 de dezembro de 2013, a Companhia apresentou pedido de reconsideração administrativo à ANEEL, requerendo ainda a suspensão dos efeitos da Decisão até que o pedido de reconsideração apresentado fosse analisado pela ANEEL.</p> <p>Em 28 de janeiro de 2014, por meio de despacho, o Diretor Geral da ANEEL negou o pedido da Companhia para que fossem suspensos os efeitos da Decisão. Contra este ato, a Companhia interpôs, também em 28 de janeiro de 2014, perante a Justiça Federal de Brasília, um mandado de segurança com pedido de liminar, para que a Justiça determinasse a suspensão dos efeitos da Decisão até que o pedido de reconsideração fosse julgado pela ANEEL. Em 29 de janeiro de 2014 foi deferida liminar em favor da Companhia suspendendo os efeitos da Decisão até que a ANEEL julgasse o pedido de reconsideração. Em 3 de fevereiro de 2014 foi nomeado o Diretor Relator do Pedido de Reconsideração interposto pela Companhia junto à ANEEL.</p> <p>Em 1º de julho de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em reunião pública da sua Diretoria deliberou o pedido de reconsideração da Companhia sobre análise da procedência do recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua 3RTP (Processo nº 48500.006159/2012-75 - "Processo Específico"), para eventual desconto e restituição de parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente e decidiu pela manutenção da decisão tomada em dezembro de 2013.</p> <p>Em 3 de julho de 2014, a ANEEL, mediante o Despacho ANEEL nº 2.176/2014, decidiu pela devolução de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente no valor de R\$325,5 milhões, gerando um impacto de -3,30% no reajuste total de 2014.</p>

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

	<p>Na mesma data, a Companhia ingressou com o novo pedido de reconsideração, requerendo a revisão da decisão na parte em que não acolheu o pedido subsidiário de recálculo tarifário considerando o subdimensionamento de outros ativos de serviço existentes.</p> <p>Ainda, em 3 de julho de 2014, a Companhia requereu ao Juízo do Mandado de Segurança a extensão da medida liminar que havia suspenso os efeitos da Decisão proferida em dezembro de 2013 até o julgamento definitivo do novo pedido de reconsideração realizado pela Companhia no processo administrativo nº 48500.006159/2012-75.</p> <p>Em 9 de julho de 2014, o Juízo do Mandado de Segurança determinou a extensão da medida liminar deferida anteriormente até o julgamento final do novo pedido de reconsideração realizado pela Companhia no Processo nº 48500.006159/2012- 75, restando desta forma suspensos os efeitos da decisão proferida pela ANEEL no dia 1º de julho de 2014.</p> <p>Em 16 de julho de 2014, o Diretor Geral da ANEEL, monocraticamente, negou conhecimento ao novo pedido de reconsideração protocolado pela Companhia em 3 de julho de 2014, sob o fundamento de que a discussão na esfera administrativa se encontrava exaurida.</p> <p>Em 18 de julho de 2014, a Companhia interpôs recurso na ANEEL (agravo), alegando que o pedido de reconsideração deveria ser julgado pela Diretoria da ANEEL e que diante do fato do processo administrativo não estar concluído, a medida liminar obtida no Mandado de Segurança permanece surtindo seus efeitos.</p> <p>Em 12 de agosto de 2014, a Diretoria da ANEEL negou provimento ao recurso de agravo da Companhia, confirmando o encerramento da discussão da matéria na esfera administrativa.</p> <p>Em 19 de agosto de 2014, a Companhia propôs perante a Justiça Federal de Brasília Ação Ordinária em face da ANEEL, com pedido de antecipação de tutela para sustar os efeitos do Despacho ANEEL nº 4.259/2013, confirmado pelo Despacho ANEEL nº 2.176/2014. A tutela antecipada foi indeferida.</p> <p>A Companhia interpôs recurso de Agravo de Instrumento ("Agravo") perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região ("TRF1"). Em 9 de setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar no Agravo para que a ANEEL efetuasse o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo constante nos Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e 2.176/2014 até o julgamento do mérito do recurso.</p> <p>Em 25 de setembro de 2014, a ANEEL apresentou petição apontando dificuldades no cumprimento da medida liminar em razão da necessidade da observância de procedimento interno complexo e postulou a suspensão do cumprimento da decisão até o julgamento do Agravo.</p> <p>Em 6 de outubro de 2014, o Desembargador Relator não revogou a liminar favorável à Companhia, porém suspendeu o cumprimento da liminar até o julgamento do Agravo no TRF1. Portanto, a liminar permaneceu vigente e apenas o seu cumprimento foi suspenso.</p> <p>Em 13 de outubro de 2014, teve início o julgamento do Agravo, sendo proferido, inicialmente, voto favorável pelo Desembargador relator do Agravo e posteriormente o julgamento foi suspenso uma vez que o Desembargador revisor pediu vista dos autos. O julgamento prosseguirá com o voto do Desembargador revisor e mais um voto de outro Desembargador (o julgamento é realizado por três Desembargadores) em data ainda a ser definida.</p> <p>Em 18 de dezembro de 2014, os efeitos da liminar foram reestabelecidos pelo TRF1.</p> <p>Em 07 de janeiro de 2015, a ANEEL interpôs recurso para o Superior Tribunal de Justiça (STJ) visando suspender a liminar em vigor.</p> <p>Em 08 de janeiro de 2015, a ANEEL publicou o novo índice de Reajuste Tarifário, que exclui o componente financeiro de -3,30 pontos percentuais.</p>
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar R\$ 888.028 milhões, estimado em 31 de dezembro de 2019.
Auto de Infração nº 122/2012-SFF - Processo nº 0051114-70.2015.4.01.3400	
a. juízo	3ª Vara da Justiça Federal do Distrito Federal
b. instância	1ª instância
c. data de instauração	31/08/2015
d. partes no processo	<p>Autor: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.</p> <p>Réu: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica</p>

4. Fatores de risco / 4.3 - Processos não sigilosos relevantes

e. valores, bens ou direitos envolvidos	Auto de Infração nº 122/2012-SFF – que analisou se as práticas contábeis e econômico-financeiras da concessionária estão em conformidade com o Manual de Contabilidade do Setor. R\$178,2 milhões
f. principais fatos	Ação Ordinária ajuizada para questionar a legalidade de parte do Ato Administrativo consubstanciado no Despacho ANEEL nº 2.720 (18.8.2015) - Processo Administrativo nº 48500.000236/2011-01 - Auto de Infração nº 122/2012-SFF – que analisou se as práticas contábeis e econômico-financeiras da concessionária estão em conformidade com o Manual de Contabilidade do Setor. A Companhia efetuou depósito do valor incontroverso no total de R\$8.939.706,33. Foi deferido o pedido liminar da Companhia, suspendendo a exigibilidade da multa. Decisão de primeira instância desfavorável à Companhia em 7 de julho de 2017. A liminar não foi expressamente revogada pela decisão de primeira instância desfavorável, permanecendo em vigor. Em 20 de julho de 2017, a Companhia apresentou embargos de declaração apontando defeitos de contradição e omissão e exigindo que fossem resolvidos, requerendo que a decisão desfavorável fosse totalmente reformada. Em 23 de maio de 2018, os embargos de declaração da Companhia foram rejeitados e mantidos os termos da sentença. Em 11 de junho de 2018, a Companhia apresentou recurso de apelação, o qual será remetido ao Tribunal para julgamento.
g. chance de perda	Possível
h. análise do impacto em caso de perda	Com base no critério de cálculo adotado pela ANEEL o valor dessa autuação corresponde a R\$ 183.523 milhões, atualizado até 31 de dezembro de 2019.

Processos de natureza ambiental

Os órgãos ambientais de São Paulo acompanham atividades de gerenciamento ambiental de alguns imóveis da Companhia, por meio de processos administrativos próprios, levando a Companhia, com base em estudos técnicos, a reconhecer provisões para os valores das demandas que são passíveis de quantificação. Em 31 de dezembro de 2019, tais demandas respondiam pela provisão de R\$ 5.810 milhões.

Dentre esses processos, destacam-se as demandas relacionadas a remediação do solo e água subterrânea – as quais, em sua maioria, encontram-se em fase de monitoramento para encerramento perante os órgãos ambientais –, tais como a do Complexo Cambuci, Miguel Yunes e Estações transformadoras de distribuição

4.3.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.3

A Companhia é parte em diversos processos judiciais no desenvolvimento normal de suas atividades. Para os processos em que a Companhia é parte, foram provisionados R\$922,1 milhões.

O cálculo dos valores a serem provisionados reflete a melhor expectativa de perda das ações judiciais, apurado conjuntamente pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos. Somente encontram-se provisionados valores relativos aos processos cujo prognóstico de perda apurado conjuntamente com os advogados internos e externos é provável.

Não há como assegurar que o valor provisionado será suficiente para cobrir eventuais condenações. Ademais, há ações cujo valor não pode ser estimado de modo que não foi realizada provisão. O efeito de uma decisão desfavorável nessas ações pode ter um impacto negativo sobre o negócio da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não é parte de quaisquer processos judiciais, administrativos e arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia.

4. Fatores de risco / 4.4 - Processos não sigilosos – Adm/Contr/Invest

4.4.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.4

Não aplicável em decorrência da não existência de processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos na forma descrita no item 4.4 acima.

4. Fatores de risco / 4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 - Processos sigilosos relevantes

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não figurava como parte em processos sigilosos relevantes que não tenham sido divulgados nos itens anteriores

4. Fatores de risco / 4.6 - Processos repetitivos ou conexos

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

Para os fins deste item 4.6, foram considerados como processos que tenham potencial de impacto financeiro adverso, de dano à imagem e/ou às atividades da Companhia. A Companhia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos repetitivos ou conexos mais relevantes em que figura como parte, segregados por sua natureza:

Processos de natureza tributária

Execuções fiscais referentes a IPTU, ISS e Taxas

Número de processo não aplicável, já que são ações de massa	
a. valores envolvidos	R\$ 98,1 milhões (em 31 de dezembro de 2019), sendo R\$ 5,4 milhões com prognóstico de perda provável e R\$ 92,7 milhões com prognóstico de perda possível.
b. práticas do emissor ou de sua controlada que causou tal contingência	A Companhia figura no polo passivo em diversas execuções fiscais promovidas por diversas Municipalidades que buscam o recolhimento de supostos débitos de IPTU, ISS e taxas contempladas em suas respectivas legislações. A Companhia entende que o conjunto de ações é relevante devido ao montante total envolvido.

4.6.1 - Valor total provisionado dos processos descritos no item 4.6

A Companhia é parte em diversos processos no curso normal de suas atividades. Em 31 de dezembro de 2019, o valor total envolvido nos processos descritos no item 4.6 deste Formulário de Referência era de R\$ 98,1 milhões, dos quais R\$ 5,4 milhões foram provisionados.

As provisões da Companhia são registradas conforme os regramentos contábeis, sendo constituídas provisões para processos avaliados por seus consultores jurídicos como processo com chance de perda provável.

4. Fatores de risco / 4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 - Outras contingências relevantes

Não há outras contingências que a Companhia julgue relevantes além daquelas listadas nos itens anteriores.

4. Fatores de risco / 4.8 - Regras-país origem/país custodiante

4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

(a) restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

Não há outras contingências que a Companhia julgue relevantes além daquelas listadas nos itens anteriores.

(b) restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

Não há outras contingências que a Companhia julgue relevantes além daquelas listadas nos itens anteriores.

(c) hipóteses de cancelamento de registro, bem como os direitos dos titulares de valores mobiliários nessa situação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(d) hipóteses em que os titulares de valores mobiliários terão direito de preferência na subscrição de ações, valores mobiliários lastreados em ações ou valores mobiliários conversíveis em ações, bem como das respectivas condições para o exercício desse direito, ou das hipóteses em que esse direito não é garantido, caso aplicável

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

(e) outras questões do interesse dos investidores

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia possui sede no Brasil e seus valores mobiliários encontram-se custodiados no país.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1 - Descrição da política de gerenciamento de riscos

(a) política formalizada de gerenciamento de riscos

Enel Distribuição São Paulo segue as diretrizes do Sistema de Control de Gestão de Riscos (SCGR) definido a nível Holding (Enel Spa), que estabelece as diretrizes na gestão dos riscos a través das respectivas normas, procedimentos, sistemas, etc., para aplicar nos diferentes níveis da Companhia, nos processos de identificação, análise, avaliação, tratamento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente. Estas são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações financeiras periódicas.

Para seu cumprimento existe uma política específica de Gestão de Riscos dentro de cada Companhia a mesma que é revisada e aprovada ao início de cada ano por parte do Diretório, observando y aplicando as exigências locais em termos de cultura de riscos.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel considera as três linhas de ação (de defesa) para obter um gerenciamento eficaz e eficiente de riscos e controles, onde o controle da unidade de negócio é a primeira linha de defesa no gerenciamento de riscos, a través das diversas funções de controles internos desenvolvidos para assegurar a ótima gestão de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela unidade de negócio são a segunda linha de defesa e a avaliação independente é a terceira. Cada uma dessas três "linhas" desempenha um papel distinto dentro da estrutura mais ampla de governança da organização. Cada linha de defesa tem sua obrigação de informar e manter atualizado a alta administração e Diretores sobre a gestão de riscos, sendo que a Alta Administração é informada pela primeira e segunda linha de defesa e o Conselho Administrativo (Diretores) pela sua vez pela segunda e terceira linha de defesa.

A área de Gerenciamento de Riscos possui a Certificação Internacional ISO 31000: 2018 (G31000) e atua de acordo com as diretrizes atuais desta norma internacional para gerenciar riscos da empresa, onde o principal objetivo é identificar riscos (endógenos e exógenos) preventivamente, análise, avalie para quantificar a probabilidade e o impacto, dentro da fase de avaliação de riscos, e seu tratamento, através da definição de ações de mitigação com seus respectivos planos de ação junto às áreas e Risk Owners como responsáveis pelos diferentes Riscos, trabalhando em conjunto com a área de Gestão de Riscos. Na fase de tratamento de riscos, são consideradas as ações necessárias cobertas pelas políticas e procedimentos internos, bem como a estrita observância das normas internacionais (ISO e OSHAS) e das regulamentações governamentais que claramente exigem gerenciamento de riscos e sustentada, a fim de garantir boas práticas de governança e garantir a continuidade dos negócios.

A gestão dos Controles Internos visa garantir que as atividades do negócio, à luz deste tema, permitam mitigar os riscos relacionados à observação e à aplicação rigorosa de todos os procedimentos e normas atuais, ambos da metodologia, do cumprimento da metodologia COSO (Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Twayread). Esta área atende a todos os requisitos para o monitoramento periódico da Lei Sarbanes Oxley, incluindo a certificação semestrida desses controles de auditoria externa e para definir em conjunto com as ações de correção de Proprietários de Processos e Proprietários de Control para mitigar as deficiências dos controles direcionados Auditores Externos Independentes e melhorar continuamente os processos, bem como, monitorar a implementação do mesmo e comunicar o status a Alta Administração. Os órgãos governamentais e a Alta Administração são os principais Stakeholders atendidos pelas

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

"linhas de defesa" e são as partes mais bem colocadas para ajudar a garantir que o modelo três linhas de defesa se aplique aos processos de gestão e controle de riscos da organização.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel está sujeito a testes regulares e auditorias, levando em conta a evolução das operações corporativas e a situação em questão, bem como as melhores práticas e diretrizes de regulamentos internos e regulamentos internacionais como ISO 31000: 2018 (G31000), COSO (Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway), etc.

A empresa possui um Comitê de Crise que visa garantir a clareza, rapidez e eficiência da tomada de decisões e comunicação interna/externa para a gestão de qualquer evento que possa comprometer a segurança das pessoas, a continuidade do serviço público e empresarial, meio ambiente, proteção patrimonial, imagem e reputação e gestão da empresa, bem como minimizar os impactos nas partes interessadas para garantir a rápida restauração das condições operacionais normais

O sistema está sujeito a testes periódicos e verificações, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas.

(b) objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos

A Política de Gestão de Riscos e o sistema e gestão de riscos indicam as diretrizes, responsabilidades, mecanismos e procedimentos internos para a gestão de fatores de riscos inerentes aos negócios da Companhia, de maneira a monitorar e mitigar tais riscos de forma eficaz.

(i) riscos para os quais se busca proteção

A Companhia busca proteção para todos os riscos que possam afetar seus objetivos, utilizando 6 macro categorias de riscos: Financeiros; Estratégicos; Governança e Cultura; Tecnologia Digital, Compliance, Operacional, e 37 sub-categorias de riscos para identificar, avaliar, tratar e monitorar seus riscos.

A taxonomia de risco e sua gestão abrange o processo completo de avaliação de risco (identificação, análise e avaliação) de acordo com a Norma ISO 31000:2018, refletindo claramente os riscos avaliados, mostrando as probabilidades e impactos dos mesmos, quantificados antes e depois das ações de mitigação. Uma vez concluído o processo de avaliação de riscos, cada área responsável em conjunto com a área de gestão de riscos, realiza o trabalho contínuo dentro do tratamento, a fim de reduzir os níveis de riscos por meio da gestão preventiva, buscando sempre a redução da probabilidade e impacto de cada um, e se detalham a seguir:

Financeiros: englobam riscos de mercado (relacionados a mudanças no cenário macroeconômico, as quais são ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio e na expectativa inflacionária) e riscos de crédito (possibilidade de contrapartes não honrarem seus compromissos), liquidez e Adequação da estrutura de capital e acesso ao financiamento). A Companhia utiliza procedimentos, ferramentas e metodologias para calcular o credit rating de suas contrapartes, antes da assinatura do contrato, utilizando critérios que classificam as contrapartes por nível de risco e limitam o seu nível de exposição a cada contraparte (definem o tipo de garantia necessária para cada contraparte de acordo com o nível de liquidez). Adicionalmente, esta exposição é medida diariamente por meio dos fluxos de caixa diário e projetados, permitindo planejar a alocação adequada dos recursos disponíveis. A Companhia também se utiliza de instrumentos derivativos com o único objetivo de proteger suas posições financeiras sujeitas a variações cambiais e taxas de juros. O risco de oscilação do preço de energia é gerenciado por equipes especializadas em mercado energético, responsáveis por avaliar a evolução da demanda e o cenário hidrológico no horizonte de cinco anos, utilizando modelos estatísticos. A partir daí, definem a participação da

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Companhia em leilões de compra de energia. Nos contratos de longo prazo, constam garantias de cumprimento à regulação do setor, com minimização de penalidades.

Estratégicos: Representam os riscos que afetam a estratégia ou continuidade do negócio e/ ou os objetivos estratégicos de uma organização, relacionados a inovação, planos de investimento, cenário competitivo (novos clientes/ novos players), desenvolvimento legislativo e regulatório, tendências macroeconômicas e geopolíticas, mudanças climáticas, planejamento estratégico e alocação de capital.

Tecnologia Digital: riscos relacionados à sanções judiciais ou administrativas, perdas econômicas ou financeiras e danos à reputação como consequência de ataques cibernéticos e roubos de dados corporativos e clientes sensíveis ou massivos, atribuíveis à falta de segurança da informação, segurança de redes, sistemas operacionais, bancos de dados, digitalização, eficácia de TI e que possam afetar a continuidade do serviço.

Compliance: risco de compliance ou risco de inconformidade com regulamentação e/ou com outras leis (cíveis, trabalhistas, fiscais, ambientais, direito do consumidor rescisões contratuais, etc), conformidade antitruste, incumprimento fiscal que possa gerar exposição e penalidades legais, perdas financeiras e de reputação, caso a empresa não atue dentro da lei, das regras que delimitam a atuação do seu setor e, claro, dos seus próprios regulamentos internos, bem como risco de descumprir com os direitos dos consumidores e proteção de dados pessoais, e/ou realizar divulgações externas de forma correta, precisa e completa. Adicionalmente, risco que possa gerar danos à reputação como resultado de má conduta ou suborno doloso cometido por pessoas dentro ou fora dos limites da Empresa, a fim de obter uma vantagem injusta ou ilícita.

Operacionais: Representam os riscos de operação, compras, logística e cadeia de suprimentos, saúde e segurança, Meio Ambiente (SSMA), proteção de ativos, pessoas e organização, propriedade intelectual, necessidades e satisfação dos clientes com objetivo de evitar a interrupção de negócios. Adicionalmente, visa garantir a disponibilidade e eficiência dos processos e das redes de distribuição e transmissão, passando pelas nossas subestações com o fim de evitar penalidades regulatórias em termos de não observação dos limites impostos em termos de qualidade do serviço e índice de perdas de energia.

Governança e Cultura: Risco de incorrer em perdas econômicas ou financeiras e danos à reputação como resultado de uma incapacidade de atingir as expectativas das partes interessadas, um exercício ineficaz de tarefas de supervisão e / ou a ausência de integridade e transparência nos processos de tomada de decisão e comportamentos não sancionados dos funcionários e da alta administração, violando os valores culturais e éticos, diversidade e princípios de igualdade de oportunidades, para gerenciar adequadamente a saúde e a segurança de seus funcionários, bem como, garantir o engajamento das partes interessadas (Stakeholders).

Importante relatar que o Grupo Enel e comprometeram-se a fazer contribuições específicas para seis dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS): educação e qualidade (ODS 4), ODS de energia acessível e limpa 7), trabalho decente e crescimento econômico (ODS 8), indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11) e Ação Climática (ODS 13), Esse compromisso foi um produto da definição do modelo de negócios sustentável e, portanto, incorporado ao plano estratégico da Enel Américas. O não cumprimento desses compromissos é um risco. Além disso, a Empresa contribui para o alcance dos outros objetivos de desenvolvimento sustentável.

Dentro dos riscos de sustentabilidade, aqueles relacionados às mudanças climáticas são particularmente relevantes para seus impactos não só ambientais, mas também sociais e econômicos. Dois tipos podem ser distinguidos:

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Riscos físicos associados às mudanças climáticas: estão relacionados à ocorrência de condições climáticas extremas ou a mudanças graduais, mas estruturais nas condições climáticas. Eventos extremos podem expor a Enel a indisponibilidade mais ou menos prolongada de ativos e infraestrutura, custos de recuperação, inconveniência aos clientes, etc. Mudanças recorrentes impactando os recursos necessários para a geração ou demanda de eletricidade, como a seca, a temperatura aumenta. A diversidade geográfica e as tecnologias utilizadas na geração e uma boa medição preditiva dos fenômenos climáticos nos permitem mitigar o gerenciamento de mudanças associadas aos padrões climáticos.

Soma-se a isso os grandes investimentos na rede de distribuição para tornar esses eventos climáticos mais resilientes. Todas as áreas do Grupo estão sujeitas à certificação ISO 14001 e, através da implementação dos Sistemas de Gestão Ambiental (EMS) reconhecidos internacionalmente, potenciais fontes de risco são monitoradas para que qualquer crítica possa ser detectada prontamente.

Os riscos de transição para uma economia de baixo carbono: podem envolver riscos relacionados a mudanças regulatórias, políticas, legais, tecnológicas e de mercado com efeito de curto, médio e longo prazo. A vantagem competitiva que a Enel Distribuição São Paulo tem na gestão desses riscos é pertencer a um grupo que opera em um mercado mais maduro que possa compartilhar boas práticas regulatórias, tecnológicas, de mercado etc.

Em relação à gestão dos riscos sociais é importante destacar:

Conflitos sociais em países cuja intensidade pode comprometer a continuidade das operações. Para enfrentar esses potenciais impactos a Enel possui planos e processos de gestão de contingências. Ciente do papel estratégico que a eletricidade desempenha para o País, esses planos priorizam a continuidade da geração ao sistema, o fornecimento de energia elétrica aos seus clientes e a segurança dos trabalhadores e colaboradores. Conflitos decorrentes das demandas das comunidades ao redor das plantas em que atuamos. A Enel mantém uma relação contínua com as comunidades locais, uma liga de equipes dedicadas em nível regional. Com seu investimento social nas áreas em que atua, a empresa pretende gerar condições para o desenvolvimento socioeconômico das comunidades, co-projetando consigo perspectivas comuns de crescimento no longo prazo.

Causada por acidentes de pessoal próprio e de empreiteiros que a Enel mitiga ao promover a cultura da segurança destacando a definição de políticas, a integração da segurança em processos e treinamentos, entre outros e/ ou relacionados à atração e retenção dos trabalhadores no contexto da transição energética. Para enfrentar esses desafios a Enel conta com políticas de diversidade, juntamente com as de gestão e promoção de talentos. A empresa realiza diferentes iniciativas dedicadas à conciliação da vida profissional com a vida pessoal e também promove a educação e o crescimento das pessoas por meio de bolsas de estudo.

(ii) instrumentos utilizados para proteção

A seguir, apresenta-se os grupos de riscos e como eles são tratados:

A Companhia busca proteção, utilizando seis macrocategorias de riscos, a saber: Financeiros; Estratégicos; Governança e Cultura; Tecnologia Digital, Compliance e Operacional.

A taxonomia de risco e sua gestão abrange o processo completo de avaliação de risco (identificação, análise e avaliação) de acordo com a Norma ISO 31000:2018, refletindo claramente os riscos avaliados, mostrando as probabilidades e impactos, quantificados-os antes e depois das ações de mitigação.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Financeiros: englobam riscos de mercado (relacionados a mudanças no cenário macroeconômico, as quais são ocasionadas por alterações nas taxas de juros, de câmbio e na expectativa inflacionária) e riscos de crédito (possibilidade de contrapartes não honrarem seus compromissos), liquidez e adequação da estrutura de capital e acesso ao financiamento.

Estratégicos: Representam os riscos que afetam a estratégia ou continuidade do negócio e/ ou seus objetivos estratégicos, estão relacionados, por exemplo, a inovação, planos de investimento, novos clientes, novos players, desenvolvimento legislativo e regulatório, tendências geopolíticas, mudanças climáticas, entre outros.

Tecnologia Digital: *cyber security*. Relacionados à sanções judiciais/administrativas, perdas econômico-financeiras e danos à reputação, como consequência de ataques cibernéticos e que posam afetar a continuidade do serviço.

Compliance: risco de não-conformidade com regulamentação/legislação (cíveis, trabalhistas, fiscais, ambientais, direito do consumidor rescisões contratuais), que possa gerar exposição e penalidades legais, perdas financeiras e de reputação.

Operacionais: Representam os riscos da operação, e seu monitoramento visa garantir a disponibilidade, qualidade e eficiência dos processos e da infraestrutura de distribuição e transmissão.

Governança e Cultura: Risco de incorrer em perdas econômicas ou financeiras e danos à reputação como resultado de uma incapacidade de atingir as expectativas das partes interessadas (stakeholders), incluindo aspectos culturais, e de

Adicionalmente, dentre o conjunto de riscos monitorados relacionados a sustentabilidade, aqueles relacionados às mudanças climáticas são particularmente relevantes. Dois tipos podem ser distinguidos: (i) **Riscos físicos associados às mudanças climáticas:** relacionados à ocorrência de condições climáticas extremas ou a mudanças graduais; e (ii) **riscos de transição para uma economia de baixo carbono:** que envolvem riscos relacionados a mudanças regulatórias/legais, políticas, tecnológicas e de mercado com efeito de curto, médio e longo prazo.

(iii) estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

O grupo Enel possui um comitê global de gerenciamento de riscos, o qual possui as seguintes atribuições: (i) aprovar as políticas de riscos propostas pelo *Controller* de risco da holding Enel Brasil S.A.; (ii) aprovar os limites de exposição propostos; (iii) autorizar quebras de limites; (iv) definir estratégias de riscos identificando planos de ação e instrumentos para mitigar os riscos; e (v) supervisão global do gerenciamento e controle de riscos.

A função de Risk Control Latin America atende a todos, e cada um dos países dentro da América Latina, onde é responsável pela gestão dos principais riscos relacionados a Financeiros; Estratégicos; Governança e Cultura; Tecnologia Digital, Compliance, Operacional, bem como, identificar outros riscos de forma ex-ante e definir em conjunto com os Risk Owners e Risk Assessors, as ações de mitigação, quantificação, planos de ação para controlar os riscos (endógenos e exógenos) inerentes em cada negócio para continuar no processo ex post com a contínua gestão de riscos, com a finalidade de eliminar, reduzir ou tratar os riscos associados e identificados, que impactam as Business Line de Infra-estrutura & Networking (I&N), Trading Generation (TGx), Geração (GT), Enel Green Power (EGP) e Enel X.

A área de Gerenciamento de Riscos possui a Certificação Internacional ISO 31000: 2018 (G31000) e atua de acordo com as diretrizes atuais desta norma internacional para gerenciar riscos da empresa, onde o principal objetivo é identificar riscos (endógenos e exógenos) preventivamente, analise, avalie para quantificar a probabilidade e o impacto, dentro da fase de avaliação de riscos,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

e seu tratamento, através da definição de ações de mitigação com seus respectivos planos de ação junto às áreas e Risk Owners como responsáveis pelos diferentes Riscos, trabalhando em conjunto com a área de Gestão de Riscos. Na fase de tratamento de riscos, são consideradas as ações necessárias cobertas pelas políticas e procedimentos internos, bem como a estrita observância das normas internacionais (ISO e OSHAS) e das regulamentações governamentais que claramente exigem gerenciamento de riscos e sustentada, a fim de garantir boas práticas de governança e garantir a continuidade dos negócios.

No âmbito de cada companhia do grupo, o processo de gestão de riscos é descentralizado. Cada gestor responsável pelo processo operacional em que se origina o risco é também responsável pelo tratamento e pela adoção de medidas de controle e mitigação dos riscos.

Adicionalmente, com o objetivo de monitorar o cumprimento das políticas internas, inclusive relacionadas a riscos, a Companhia conta com uma equipe de auditoria interna, responsável por realizar periodicamente auditorias e verificar se as políticas e controles estabelecidos estão em funcionamento.

Além do comitê de riscos e da Auditoria Interna, a Companhia conta ainda com uma área de Controles Internos que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos. Essa área atende a todos requisitos de acompanhamento periódico da Lei Sarbanes Oxley, inclusive com certificação semestral desses controles por auditoria externa.

(c) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

A gestão dos riscos está alinhada com os objetivos estratégicos da organização e envolve, além da área de Auditoria Interna e de Controles Internos, gestores das áreas de negócio e de apoio, definidos como *Process* e *Control Owners* dos riscos que afetam as demonstrações financeiras da Companhia. Portanto, eles utilizam suas estruturas específicas para o gerenciamento dos riscos, enquanto as áreas de Auditoria Interna e Controles Internos estão estruturadas para executar testes periódicos, assegurando a efetividade dos controles internos da Companhia.

A Companhia dispõe de um Código de Ética, que expressa os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações corporativas pelos colaboradores da Companhia, sejam eles executivos ou colaboradores com qualquer vínculo com esta empresa. Adicionalmente, a Companhia dispõe de um canal de denúncias em seu website, que garante o anonimato de seus delatores.

A Companhia entende que a sua estrutura operacional e de controles internos é adequada para a verificação da efetividade da política adotada.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2 - Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

(a) política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(b) objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado

(i) os riscos de mercado para os quais se busca proteção

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(ii) a estratégia de proteção patrimonial (*hedge*)

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(iii) os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (*hedge*)

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(iv) os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(v) se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (*hedge*) e quais são esses objetivos.

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

(c) adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

O preenchimento deste item é facultativo, considerando que a Companhia é registrada na CVM na categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 - Descrição controles internos

A Companhia implementou e mantém controles internos relacionados às suas demonstrações contábeis e demais informações financeiras, pautando-se, para tanto, em regras contábeis emitidas por órgãos e entidades nacionalmente reconhecidas, tais como os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), previamente aprovados e referendados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), quando aplicável, bem como as normas contábeis emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

A partir de 2019, os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia serão auto-avaliados semestralmente, pelos *Control Owners* (executor controle) e *Process Owners* (dono dos processos), e testados por uma empresa de consultoria independente, para garantir o cumprimento das exigências da Lei Sarbanes Oxley e Lei Italiana 262/05 e garantir a eficácia e eficiência de seus processos e controles em linha com as boas práticas de governança corporativa.

(a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

Em sua estrutura, a Companhia conta com a Gerência de Controles Internos que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

A Companhia conta também com uma Diretoria de Auditoria Interna, que atua em três segmentos: operacional, financeiro e tecnologia da informação. O primeiro segmento avalia a conformidade dos processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo das demonstrações contábeis e os controles associados, e o terceiro dos controles de segurança da informação, todos em conformidade com a lei norte-americana Sarbanes-Oxley, exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

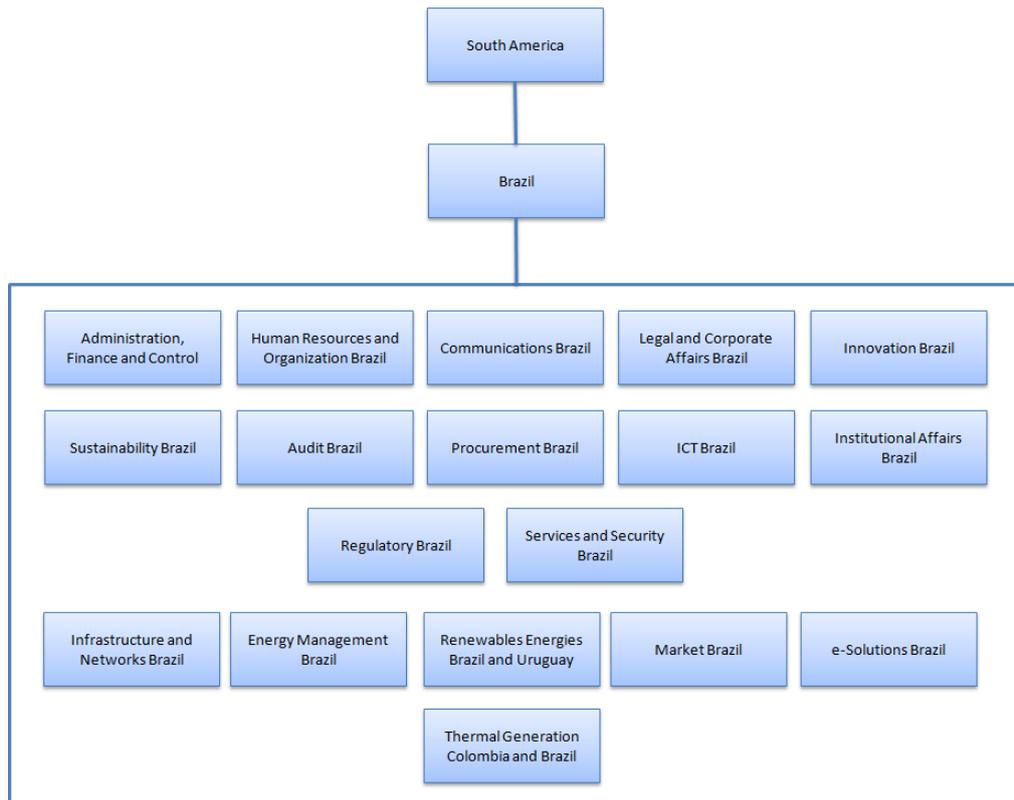
O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis dos processos, revisados pela área de Controles Internos quando possuem impacto nas demonstrações financeiras, e sua implementação é devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos, quando aplicável, e Auditoria Interna.

(b) estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia, envolve todas as suas estruturas organizacionais (Diretorias Estatutárias), as quais reportam direto ao Conselho de Administração, no processo de monitoramento de controles internos, com apoio de áreas específicas responsáveis por Controles Internos, Auditoria Interna e Gerenciamento de Riscos da estrutura de sua controladora. Todas essas estruturas do Controlador são contempladas e envolvidas no processo de monitoramento da eficácia do ambiente de controle interno da Companhia. Essas estruturas participam semestralmente da Certificação do ambiente de controles interno através da avaliação de eficácia dos controles desenhados para mitigar os riscos relacionados aos seus processos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

As Diretorias Executivas da Companhia estão descritas no item 12.1(b) deste Formulário. As estruturas de apoio do controlador estão representadas abaixo:



(c) forma de supervisão da eficiência dos controles internos pela administração da Companhia, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

A partir de 2019, os processos e controles que impactam as demonstrações financeiras da Companhia serão auto-avaliados semestralmente, pelos Control Owners (executor controle) e Process Owners (dono processo) dos processos, e testados por uma empresa de consultoria independente para garantir o cumprimento das exigências da Lei Sarbanes Oxley e Lei Italiana 262/05.

O plano de auditoria é recomendado pelo Comitê de Auditoria e aprovado pelo Conselho de Administração da Companhia. O resultado das respectivas auditorias e a evolução das implementações ou regularizações dos planos de ação são apresentados periodicamente aos Diretores e Vice-Presidentes.

(d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presente no relatório do auditor independente

Os auditores externos, durante a execução de seus trabalhos de auditoria das demonstrações financeiras, não identificaram deficiências de controle que pudessem ser consideradas significativas e/ou com impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

referentes ao último exercício social. A Companhia analisou todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e definiu planos de ação para a implementação das recomendações que julgou pertinentes. A implementação dos planos de ação vem sendo acompanhada pela área de Controles Internos. A carta de recomendação relacionada ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 dos Auditores Independentes não observou pontos relevantes de controle.

(e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

A administração da Companhia concorda com a maior parte das recomendações da carta de recomendação dos auditores independentes sobre os controles internos da Companhia relacionados ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019. As recomendações apresentadas estão relacionadas ao aprimoramento dos processos de unitização de obras, revisão de impactos relacionados a revisão tarifária periódica, gestão de estoques de materiais, avaliação a valor justo de propriedades para investimento, faturamento de contratos de alugueis de postes, revisão do custo estimado de compra de energia elétrica, revisão dos repasses de CIP e COSIP, revisão das obrigações geradas pela folha de pagamento, mensuração de instrumentos financeiros, incluindo derivativos, revisão da provisão para contingências e depósitos judiciais, , confirmação de saldos com partes relacionadas conciliação contábil e aspectos fiscais e gestão de acessos sistêmicos.

De acordo com a avaliação da administração, nenhuma das melhorias reportadas pelos auditores apresentam probabilidade ou magnitude com relação a distorções que possam surgir nas demonstrações financeiras.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

5.4 - Mecanismos e procedimentos internos de integridade

(a) regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

A Política de Gestão de Riscos da Companhia, descrita no item 5.1 deste Formulário de Referência, visa, dentre outros objetivos, a proteção de riscos de reputação e imagem. A Companhia possui um Sistema de Gestão Antissuborno composto por regras, políticas e procedimentos para prevenir, detectar e remediar a ocorrência de irregularidades, incluindo irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, descritos abaixo.

A Companhia também segue um Programa de Compliance aprovado por seu Conselho de Administração que visa garantir aderência aos requisitos da Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 (“Lei Anticorrupção”), através do qual se estabelece uma série de medidas preventivas. Este programa foi avaliado pelo Ministério da Transparência e obteve o reconhecimento de Empresa Pró- Ética nos anos de 2016, 2017 e 2018.

Além disso, o Grupo Enel conta com um Programa Global de *Compliance* (adotado pelas companhias do grupo Enel no Brasil com a aprovação do Conselho de Administração da companhia) que é observado por todas as empresas do Grupo Enel no mundo e toma como referências os requisitos das mais avançadas leis anticorrupção do mundo, como FCPA e UK Bribery Act 2010.

(i) principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor

Os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados pela Companhia são:

- **Código de Conduta:** A Companhia dispõe de um Código de Ética que expressa os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações corporativas pelos colaboradores da Companhia, sejam eles executivos ou colaboradores com qualquer vínculo com a Companhia.
- **Plano de Tolerância Zero Corrupção:** O grupo Enel é comprometido com o respeito a seu Código de Ética e com os compromissos alcançados mediante a adesão ao Pacto Global. Dessa forma, exige aos seus colaboradores que sejam honestos, transparentes e justos no desempenho de suas tarefas. Os mesmos compromissos também são exigidos às demais partes interessadas, ou seja, às pessoas, grupos e instituições que contribuem para o alcance de seus objetivos, ou que estejam envolvidos nas atividades desempenhadas para obtê-los. Em cumprimento ao décimo princípio do Pacto Global, segundo o qual “as empresas se comprometem a combater a corrupção de qualquer forma, incluindo a extorsão e o suborno”, é intenção da Enel Brasil continuar firme em seu compromisso de lutar contra a corrupção, mediante a aplicação dos critérios de transparência recomendados pelo “Transparency International”.
- **Política de Conflito de Interesses:** Orienta em como identificar e proceder em situações de conflito de interesses. Essa política aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- **Política de Presentes e Hospitalidades:** Define padrões e limitações sobre a oferta e a aceitação de presentes e hospitalidades, identificando papéis, responsabilidades e métodos de gerenciamento e controle. Não se admite nenhum tipo de presente que possa ser interpretado como algo que exceda às práticas comerciais ou de cortesia normais ou, de qualquer forma oferecidos com a intenção de receber um tratamento considerado como favor na realização de qualquer atividade vinculada à Enel. Essa política aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.
- **Procedimento de Gestão de Doações:** Orienta na realização de contribuições e doações de qualquer natureza em nome da Companhia. Essa política aplica-se a todos os colaboradores da Companhia, bem como aos trabalhadores temporários e demais terceiros contratados, como consultores, agentes, representantes e outras pessoas que atuam, de alguma forma, nos negócios da Companhia garantindo que as suas ações sigam os padrões de integridade da Companhia.
- **Ações de Comunicação:** Ao longo do ano são realizadas ações de comunicação em parceria com a área de Comunicação Interna da Companhia. Essas ações incluem mensagens sobre os temas de *Compliance* através dos meios de comunicação disponíveis como e-mails, murais e TV.
- **Condução de Treinamentos:** São realizados treinamentos, presenciais e online, para reforçar os temas relacionados à gestão de *Compliance* e fortalecer os padrões éticos da Companhia. Os treinamentos abrangem colaboradores de todas as áreas e níveis hierárquicos, incluindo membros da alta administração.
- **Canal de Denúncias:** A Companhia disponibiliza um canal de comunicação para receber denúncias sobre possíveis violações às leis e ao Código de Ética da Companhia. As denúncias podem ser feitas através do e-mail do Canal Ético da Enel (<http://www.ethicspoint.com/>), pelo número de telefone 0800-892-0696, ou por carta ao seguinte endereço: Enel Brasil S.A. Auditoria Interna, Praça Leoni Ramos, nº 1 – bloco 1 – 5º andar, 24210- 205-São Domingos, Niterói - Rio de Janeiro. É garantido o anonimato da pessoa informante, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da empresa ou das pessoas envolvidas no testemunho.
- **Gestão de Riscos:** A função de *Risk Control Enel South América* é responsável pela gestão dos principais riscos relacionados a *Commodity, New Investments, Modeling, Counterparties, Credit, Guarantees, Regulatory, Legal, Tax, Environmental, Foreign Exchange, Interest Rate*, bem como, identificar outros riscos e definir em conjunto com os *Risk Owners* e *Risk Assessors*, as ações de mitigação, quantificação, planos de ação para controlar os riscos (endógenos e exógenos) inerentes em cada negócio para continuar no processo *ex post* com a contínua gestão de riscos, com a finalidade de eliminar, reduzir ou tratar os riscos associados e identificados, que impactam as *Business Lines*.
- **Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas:** O relacionamento do grupo Enel com órgãos e autoridades da administração pública está regulamentado pelo Protocolo de Atuação no Relacionamento com funcionários públicos e autoridades públicas - documento anexo ao Código de Ética, que visa: (i) estabelecer princípios claros de atuação que orientem as ações para aqueles que tenham relacionamento com funcionários públicos ou autoridades públicas, como forma de

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

prevenir a ocorrência de práticas ilícitas; (ii) proteger o processo de competência e o correto funcionamento dos mercados, mediante a prevenção e eliminação de práticas que suponham vantagens competitivas ilícitas; (iii) velar pela aplicação dos princípios de transparência e o correto trato nas relações com funcionários públicos e autoridades públicas.

- **Operações com Pessoas Expostas Politicamente e Pessoas Conexas – PEPPC:** procedimento define o processo para a realização de atos, contratos ou acordos de qualquer natureza envolvendo qualquer companhia do grupo Enel, com pessoas expostas politicamente e as conexas com estas últimas.
- **Contratação de Serviços de Consultoria e serviços profissionais:** Considerando o elevado nível de risco de fraude e corrupção associado a contratação de serviços de consultoria, o grupo Enel conta com procedimento específico que regula este tipo de contratação com fluxos específicos de comunicação e aprovação. Para verificar o seu correto cumprimento, semestralmente é realizada uma revisão amostral de serviços contratados, com a verificação de integridade da contraparte, fluxos de aprovação, existência de documentação suporte que evidencia a prestação do serviço, controle de pagamentos e toda a gestão contratual.
- **Declaração de Cumprimento com o Programa de *Compliance*:** Semestralmente, a primeira linha do corpo diretivo assina a declaração de conformidade com o Programa de *Compliance* do grupo Enel no qual afirmam que não identificaram qualquer irregularidade ou infração ao referido programa, nem qualquer fato ou comportamento que possa configurar qualquer das violações previstas na Lei Anticorrupção e que estão comprometidos a comunicar caso venham a conhecer algum fato novo”.
- **Modelo de Prevenção de Riscos Penais:** parte integrante do Programa de Integridade para efeitos da Lei nº 12.846/13, com objetivo de prevenir a prática de delitos nas operações da Companhia, mitigar os riscos associados à responsabilidade penal da pessoa jurídica e de pessoas físicas exercendo atividades representando a Companhia, bem como a responsabilidade da pessoa jurídica para efeitos da Lei nº 12.846/13, e os riscos de responsabilidade administrativa estabelecidos no Programa Global de Compliance.
- **Monitoramento Contínuo:** Avaliação da aplicação de procedimentos que além de assegurar o correto funcionamento do sistema de controle interno, garantem o fortalecimento do Programa de Integridade / Sistema de Gestão Antissuborno adotado pela companhia
- ***Due diligence*:** Um dos aspectos de maior relevância em um Programa de Integridade, tem sido a contratação de terceiros O procedimento de *Due Diligence* permite aumentar a segurança no momento da contratação de bens e serviços, além de atenuar riscos no relacionamento com os atuais e futuros parceiros de negócios, compreendendo um conjunto de atos investigativos que devem ser realizados antes de uma contratação para conhecer em detalhes a real situação do terceiro e os riscos envolvidos na transação

(ii) a estrutura organizacional envolvida no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade

A Companhia possui um colaborador responsável pela auditoria interna formalmente nomeado pelo Conselho de Administração da Companhia como “Responsável pela Prevenção de Delitos” (correspondente à função de *Compliance Officer*) e possui, entre suas principais funções, apoiar o Conselho de Administração na implantação e manutenção do Programa de Compliance da Companhia. A unidade de auditoria interna é a responsável por realizar a análise de riscos e prever

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

controles, recebimento e tratamento de denúncias sobre possíveis violações aos normativos éticos do grupo e pela definição do plano de treinamento.

Dada a relevância do Programa de Integridade e considerando que o mesmo permeia todas as áreas da Companhia, o *Compliance Officer* conta com o apoio dos diretores jurídicos, através do suporte formal da unidade Compliance dentro da diretoria Jurídica, e de Recursos Humanos, através do “Comitê de Supervisão do Programa de Integridade”, cuja principal função é monitorar a eficácia e a atualização do Programa.

O Comitê de Supervisão do Programa de Integridade do Grupo Enel tem como principal objetivo monitorar a eficácia e atualização do Programa de Integridade, a fim de prevenir ou mitigar os riscos que possam gerar responsabilidades para a Enel e para as suas controladas. Para isso, o Comitê:

(i) fiscaliza o cumprimento das disposições do Programa de Integridade e das normas éticas aplicáveis; (ii) verifica a eficiência do Programa de Integridade para prevenir a ocorrência de quaisquer situações contrárias ao mesmo ou à legislação vigente; (iii) atualiza periodicamente o Programa de Integridade com o intuito de adaptá-lo às necessidades das controladas e às mudanças legais; e (iv) analisa descumprimentos éticos identificados e determina as medidas disciplinares aplicáveis.

(iii) código de ética ou de conduta

A Companhia dispõe de um Código de Ética aprovado pelo Conselho de Administração em 13 setembro de 2018, que dispõe sobre os compromissos éticos e responsabilidades no desempenho das atividades do negócio e das operações corporativas que guiam todas ações da Companhia, fornecendo orientações de como todos devem interagir com os demais colaboradores da Companhia, parceiros, fornecedores e clientes. Dentre as orientações estabelecidas no Plano de Tolerância Zero temos a obediência ao Pacto Global e as definições claras das políticas realizadas para atos de suborno, comissões ilícitas ou qualquer outro pagamento inadequado. Dessa forma, a Companhia se compromete a observar as leis e normas nacionais e internacionais anticorrupção.

Os princípios e condições contidos no Código de Ética da Companhia são aplicáveis aos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e de outros órgãos de controle da Companhia e do grupo Enel e das demais companhias do grupo, como também responsáveis e colaboradores ligados à Companhia e ao grupo Enel por meio de relações contratuais de qualquer natureza, incluindo contratos ocasionais e/ou apenas temporários. Além disso, as companhias do grupo Enel exigem que seus fornecedores e parceiros conduzam suas atividades de acordo com os princípios gerais deste Código de Ética. Esses compromissos estão formalmente refletidos nos contratos assinados com intermediários, fornecedores e prestadores de serviços.

Anualmente são feitos treinamentos para garantir conhecimento quanto a governança corporativa da Companhia bem como aos temas de ética e *compliance*.

Todas as alegações recebidas através do Canal Ético do grupo Enel são apuradas e, caso seja identificado o descumprimento de algum valor e/ou política da Companhia, medidas disciplinares são aplicadas. Sendo estas apurações submetidas periodicamente ao Conselho de Administração que avalia a adequação das atividades e ações realizadas.

O Código de Ética e o Plano de Tolerância Zero Corrupção foram aprovados pelo Conselho de Administração da Companhia em 13 de setembro de 2018 e estão disponíveis no site da Companhia (<https://www.enel.com.br/pr/investidores/a201612-comportamento-etico.html>), no site da intranet do grupo Enel e no site de Relações com Investidores pelo caminho (<http://ri.eneldistribuicaoosp.com.br/show.aspx?idCanal=ALVYjDvptRra9s2VT7KNuw==>).

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

(b) canal de denúncia

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia possui um canal de comunicação chamado Canal Ético confidencial, disponível 24h por dia, 7 dias por semana, o qual pode ser utilizado por qualquer pessoa, colaborador ou terceiro, para compartilhamento de informações sobre possíveis violações ao Código de Ética da Companhia e ao Plano de Tolerância Zero com a Corrupção.

O Canal Ético pode ser acessado pelo número de telefone 0800-892-0696 ou por site (<https://secure.ethicspoint.eu/domain/media/pt/gui/102504/index.html>).

A recepção das manifestações é feita por uma empresa terceirizada o que garante total isenção no acolhimento das manifestações. Todas as preocupações sobre possíveis violações ao Código de Ética e ao Plano de Tolerância Zero com a Corrupção são averiguadas e respondidas ao relator. Sendo que, a gestão, apuração e tratamento das indicações enviadas ao Canal ético está sob responsabilidade da auditoria interna da Companhia.

Dependendo do tema abordado na denúncia, a equipe de investigação poderá buscar o suporte com outras áreas da Companhia, como recursos humanos, jurídico, segurança e meio ambiente e segurança patrimonial, com a finalidade de obter mais orientações sobre um tema e/ou apoio para realizar uma remediação. Ainda, conforme o resultado da investigação, poderão ser feitas recomendações para o gestor da área/processo envolvido, o qual será responsável por implantar tais ações em resposta aos riscos e vulnerabilidades identificadas.

Se o resultado de uma eventual investigação puder impactar materialmente as demonstrações financeiras da Companhia, a alta administração da Companhia é prontamente notificada para que possa tomar as medidas necessárias e implementar planos de remediação.

O contato com o Canal Ético pode ser feito de forma anônima e as informações são tratadas de forma confidencial, sem prejuízo das obrigações legais previstas e a defesa dos direitos da Companhia ou das pessoas envolvidas no testemunho.

Além disso, a Companhia tem o compromisso de manter um ambiente de trabalho em que todos se sintam à vontade para esclarecer dúvidas, expressar preocupações e fazer sugestões apropriadas quanto às práticas de negócio. Por esse motivo, a Companhia não tolera nenhum tipo de retaliação contra quem fizer algum questionamento ou demonstrar alguma preocupação, ou, de boa-fé, denunciar um comportamento possivelmente inadequado.

(c) procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares

As operações de fusões, aquisições e reestruturação societária são consideradas atividades sensíveis para o Programa de Integridade, considerando que se requer a realização de verificações dos antecedentes das companhias que sejam objeto deste tipo de operação

Neste sentido estabelecemos procedimento interno que defini a necessidade de realizar verificações específicas e de comprovar a realização destas, garantindo as condições mínimas necessárias para cumprimento das diretrizes dos códigos éticos seguidos pela Companhia.

(d) razões pelas quais o emissor não adotou regras, políticas, procedimentos ou práticas para prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública

Não aplicável.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

5.5 - Alterações significativas

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, não houve alterações significativas nos principais riscos aos quais a Companhia está exposta.

Os principais riscos a que a Companhia está exposta estão sujeitos a fatores internos e externos, de diferentes complexidades conforme descritos na seção 4 deste Formulário de Referência. A estrutura organizacional, as políticas, os métodos e processos de controles internos agem de forma sistemática e consistente na identificação das mudanças, na avaliação e em respostas mais efetivas sobre os efeitos daqueles riscos. Neste contexto, a Companhia aperfeiçoa sua estrutura, seus processos e controles internos visando mitigar a sua exposição aos principais riscos a que está exposta.

Não há, atualmente, expectativas com relação à redução ou ao aumento relevante na exposição aos principais riscos descritos na seção 4 deste Formulário de Referência.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos

5.6 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 5.

6. Histórico do emissor / 6.1 / 2 / 4 - Constituição / Prazo / Registro CVM

Data de Constituição do Emissor	08/09/1971
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	19/08/1993

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

6.3 - Breve histórico

A Companhia foi constituída em 8 de setembro de 1971 sob a denominação social de Emissor de Passagens, Serviços e Turismo S.A. (Emitur). Em 1981, com o desenvolvimento de plano do Governo do Estado de São Paulo na área de energia elétrica, a denominação social da Companhia foi alterada para Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo S.A. e suas atividades passaram a ser, principalmente, a operação de (i) usinas produtoras de energia elétrica, (ii) linhas de transmissão, e (iii) linhas de distribuição de energia elétrica.

A Companhia obteve seu registro como companhia aberta junto à CVM em 19 de agosto de 1993.

Com o programa de privatização brasileiro, lançado em 1995, a Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A. foi reestruturada, dando origem a quatro empresas: as distribuidoras Eletropaulo Metropolitana - Eletricidade de São Paulo S.A. – a Companhia – e EBE - Empresa Bandeirante de Energia S.A; a companhia de transmissão EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A (atual CTEEP) e a geradora EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. Com a cisão, a Companhia passou a distribuir energia elétrica aos 24 municípios da grande São Paulo.

Em 1998, a Companhia foi adquirida por meio de leilão público de privatização pela Lightgás Ltda., com participação de capital entre a The AES Corporation (“**AES Corporation**”), Companhia Siderúrgica Nacional, Eletricité de France e Reliant Energy.

Em 15 de junho de 1998, a Companhia celebrou com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“**ANEEL**”) contrato de concessão que lhe concedeu o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho 2028.

Em 2001, após diversas alterações em sua composição acionária, a Companhia passou a ser controlada pela AES Corporation.

Em 22 de dezembro de 2003, a AES Corporation e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“**BNDES**”) concluíram a reestruturação das dívidas da AES Elpa S.A. e da AES Transgás Empreendimentos S.A., sociedades integrantes do grupo da Companhia, junto ao BNDES, que passou a deter, por intermédio da sua subsidiária BNDES Participações S.A. (“**BNDESPAR**”), participação no capital da Companhia por meio da criação da holding Brasileira de Energia S.A. (que posteriormente alterou sua denominação para Companhia Brasileira de Energia).

Em 13 de dezembro de 2004, a Companhia passou a ter suas ações negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“**B3**”).

Em 2006, a Brasileira, a AES Corporation e a BNDESPAR, realizaram uma reorganização societária e financeira com o intuito de fortalecer a estrutura de capital do grupo e eliminar ineficiências decorrentes da existência de empresas holding ou de participações intermediárias, compreendendo, entre outras, uma oferta secundária de ações preferenciais classe “B” de emissão da Companhia.

Em 20 de dezembro de 2010, foi aprovada a conversão mandatória da totalidade das ações preferenciais classe A da Companhia em ações preferenciais classe B. Em virtude da conversão, as ações preferenciais classe A foram extintas e as ações preferenciais classe B passaram a ser denominadas simplesmente como “ações preferenciais”.

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Em 31 de dezembro de 2015, foi implementada uma reestruturação societária na qual houve a cisão parcial da Companhia Brasileira de Energia e versão do acervo cindido foi transferido para a sociedade denominada atualmente Brasileira Participações S.A. e o restante do acervo permaneceu na Companhia Brasileira de Energia. Como resultado da reestruturação societária, a Companhia Brasileira de Energia passou a deter diretamente o controle exclusivo da AES Tietê S.A. e a Brasileira Participações S.A. passou a deter o controle, direto ou indireto, da Companhia, AES Elpa S.A., AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. e AES Serviços TC Ltda. Em ato seguinte, a Companhia Brasileira de Energia incorporou a empresa AES Tietê S.A. alterando sua denominação social para AES Tietê Energia S.A.

Em 17 de novembro de 2016, a AES Holdings Brasil Ltda. e a BNDESPAR celebraram um acordo de reestruturação prevendo os termos e condições de uma proposta de reorganização societária envolvendo a Companhia, a AES Elpa S.A., a Brasileira Participações S.A. e determinadas sociedades controladas direta e indiretamente pela Companhia. A referida reorganização societária foi aprovada pela ANEEL em 13 de dezembro de 2016 e tornou-se eficaz em 30 de dezembro de 2016.

Em 05 de dezembro de 2016, foi aprovada a proposta de conversão voluntária de 10.823.521 ações ordinárias de emissão da Companhia em 10.823.521 ações preferenciais. Após a conversão de ações, o capital social da Companhia passou a ser representado por 167.343.887 ações, sendo 55.781.296 ações ordinárias e 111.562.591 ações preferenciais.

Em 12 de setembro de 2017, foi aprovada a proposta de migração das ações listadas da Companhia para o Novo Mercado da B3 e, em 27 de novembro de 2017, a totalidade das ações preferenciais da Companhia foram convertidas em ações ordinárias, passando estas a serem negociadas no Novo Mercado da B3. Nesta mesma data, o acordo de acionistas da Companhia foi extinto em decorrência da migração da listagem das ações da Companhia para o segmento do Novo Mercado.

Em 6 de abril de 2018, a Energisa S.A. ("**Energisa**") publicou um edital de oferta pública voluntária para aquisição de até a totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia, excluídas as ações em tesouraria, sujeito a determinadas condições ("**OPA Energisa**"). Em 17 de abril de 2018, a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("**Enel**") publicou um edital de oferta pública voluntária concorrente à OPA Energisa, para aquisição de até a totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia, posteriormente aditado ("**OPA Enel**"). Em 20 de abril de 2018, a Neoenergia S.A. ("**Neoenergia**") lançou oferta pública voluntária concorrente à OPA Energisa para aquisição de até a totalidade das ações ordinárias de emissão da Companhia, excluídas as ações da Companhia mantidas em tesouraria, sujeito ao atendimento de determinadas condições.

Em 30 de maio de 2018, como resultado do processo de Oferta Pública Voluntária para Aquisição da totalidade de ações da Companhia ("OPA"), e seguindo procedimento fixado pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, a Enel e a Neoenergia apresentaram em envelopes lacrados suas últimas ofertas de preço. A Enel ofereceu o maior preço por ação, de R\$45,22 tendo sua oferta registrada em leilão realizado no dia 4 de junho de 2018. Foram adquiridas, pela Enel, 122.799.289 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 73,38% do capital total e votante da Companhia, incluindo as ações em tesouraria, pelo preço de R\$45,22 por ação.

Em 13 de julho de 2018, a Enel concluiu a aquisição das ações de acionistas minoritários que solicitaram a venda de suas ações até o dia 04 de julho de 2018. Essa aquisição ocorreu em três fases, nos dias 27 de junho, 06 de julho e 13 de julho de 2018, totalizando 33.359.292 ações, correspondentes a 19,9% do capital total e votante da Companhia.

Com a referida aquisição e o término do prazo de 30 dias em que a Enel estava obrigada, na forma do artigo 32-A da Instrução CVM nº 361/02 e do item 3.4.2 do Edital da Oferta Pública Voluntária

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Concorrente para Aquisição de Ações Ordinárias de Emissão da Companhia ("OPA"), divulgado pela Enel em 30 de maio de 2018, a adquirir as ações não vendidas no leilão da OPA, realizado em 04 de junho de 2018, a Enel passa a deter 156.158.581 ações de emissão da Companhia, correspondentes a 93,3% do seu capital total e votante.

Em 21 de maio de 2018, a Enel protocolou junto à ANEEL solicitação de anuência para a aquisição de até 100% das ações ordinárias de emissão da Companhia e, em 11 de junho de 2018, tal anuência foi formalizada pela ANEEL.

Conforme previsto no item 7.2 do Edital de Oferta Pública Voluntária Concorrente para Aquisição de Ações Ordinárias de emissão da Companhia, a Enel se comprometeu, em até 30 dias contados da data em que fosse obtida a última aprovação regulatória referente à aquisição das ações da Companhia pela Enel no leilão de ações ocorrido em 04 de junho de 2018, a promover um aumento de capital social que resulte em um aporte, na Companhia, de um montante de, pelo menos, R\$ 1.500.000.000,00.

Em 26 de junho de 2018, a Enel e a Companhia celebraram termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) no montante de R\$ 900.000.000,00 para antecipar o valor do compromisso do aumento de capital.

Em 26 de julho de 2018, a Enel e a Companhia celebraram novo AFAC no montante de R\$600.000.032,52 e o Conselho de Administração aprovou o aumento do capital social da Companhia por subscrição privada, dentro do limite do capital autorizado, no valor de R\$1.500.000.036,08, o qual foi implementado mediante a capitalização dos créditos detidos pela Enel contra a Companhia e realizado mediante a emissão, por subscrição privada, de 33.171.164 novas ações ordinárias, ao preço de emissão de R\$45,22 por ação, passando, portanto, o capital social da Companhia a ser de R\$ 2.823.486.421,33, dividido em 200.515.051 ações ordinárias.

O aumento de capital teve como objetivo: (i) viabilizar a execução do plano de investimento da Companhia; e (ii) fortalecer a estrutura de capital da Companhia, reforçando o seu caixa para fazer frente a necessidades e obrigações de curto prazo.

Após a homologação do aumento de capital realizada em reunião do Conselho de Administração da Companhia em 19 de setembro de 2018, a Enel passou a deter a participação de 94,4% do capital total e votante. Para maiores informações sobre a alteração de controle da Companhia, vide item 15 deste Formulário de Referência.

Em 21 de outubro de 2019, a Companhia publicou Fato Relevante divulgando a aprovação, em Conselho de Administração da proposta de Incorporação Reversa da Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A., então controladora direta, pela Eletropaulo e conseqüente convocação de Assembleia Geral Extraordinária para aprovação do tema. Em 06 de novembro de 2019 operação de incorporação foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária.

Como consequência desta Incorporação, a Companhia sucedeu a Enel Sudeste a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia. Ainda, a então controladora indireta da Companhia, Enel Brasil S.A., recebeu em substituição às ações de emissão da Enel Sudeste, ações de emissão da Eletropaulo na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações detidas pela Enel Sudeste.

Em 21 de novembro de 2019, foi realizado o leilão da Oferta Pública de Aquisição para cancelamento do registro de companhia aberta da Eletropaulo perante a CVM sob a categoria "A" e conversão para categoria "B".

6. Histórico do emissor / 6.3 - Breve histórico

Como resultado do Leilão: (i) a Enel Brasil S.A. adquiriu 2.959.302 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 1,48% do seu capital social total; e (ii) remanesceram em circulação 5.174.050 ações ordinárias de emissão da Eletropaulo, representativas de 2,58% do seu capital social total. As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 49,39, totalizando o valor de R\$ 146.159.925,78. No dia 25 de novembro de 2019 as aquisições realizadas no Leilão foram liquidadas. As ações de emissão da Companhia deixaram de ser negociadas no segmento especial de listagem Novo Mercado, a partir de 22 de novembro de 2019, permanecendo em negociação da B3 S.A – Brasil, Bolsa, Balcão, até a aprovação do Resgate Compulsório, realizado no dia 26 de novembro de 2019

Em 03 de dezembro de 2019, a CVM aprovou o pedido de conversão do registro de companhia aberta da Eletropaulo da categoria “A” para “B”. Em 05 de dezembro de 2019, foi realizado o pagamento das Ações Remanescentes aos seus respectivos titulares, ao preço de R\$49,46, valor equivalente ao preço por ação pago no âmbito da oferta pública de aquisição de ações de emissão da Eletropaulo, ou seja, R\$ 49,39, ajustado pela variação da Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia do Banco Central do Brasil (SELIC) publicada pelo Banco Central do Brasil desde a data de liquidação do Leilão até a data de efetivo pagamento do preço do Resgate.

Em 28 de novembro de 2019, a Companhia e a Enel Brasil celebraram o Termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (“**AFAC**”) no montante de R\$ 256.038.513,00. O aumento de capital ocorreu mediante a capitalização de créditos do AFAC e emissão por subscrição privada de 5.184.015 novas ações, ao preço de emissão de R\$ 49,39 por ação, tendo sua aprovação obtida em Assembleia Geral Extraordinária em 30 de dezembro de 2019. Desta forma, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 3.079.524.934,33, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Além disso, no dia 30 de dezembro de 2019, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o cancelamento das 3.058.154 ações ordinárias de emissão da Companhia mantidas em tesouraria.

6. Histórico do emissor / 6.5 - Pedido de falência ou de recuperação

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, não houve qualquer pedido de falência ou de recuperação judicial ou extrajudicial da Companhia.

6. Histórico do emissor / 6.6 - Outras inf. relev. - Histórico

6.6 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 6.

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

7.1 - Descrição das atividades principais do emissor e suas controladas

VISÃO GERAL

Detemos a maior concessão de distribuição de energia elétrica no Brasil, em termos de volume de energia distribuída, segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADDEE, em 31 de dezembro de 2017. Dedicamo-nos à comercialização de energia, por meio da compra de energia elétrica e distribuição aos usuários finais na região metropolitana de São Paulo. Nossa área de concessão abrange 4.526 quilômetros quadrados na Cidade de São Paulo e em outros 23 municípios da região metropolitana da Grande São Paulo e regiões adjacentes. Fornecemos energia elétrica a aproximadamente 1.616 unidades consumidoras por quilômetro quadrado. Em 31 de dezembro de 2019, nossa área de concessão representou 9,82% do total do volume de energia distribuída no Brasil, e 8,56% do total de clientes no país.

Operamos nosso negócio de distribuição de energia elétrica sob um contrato de concessão de longo prazo com a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. Nossa concessão foi outorgada em 1998 e expira em 15 de junho de 2028; no entanto, concessões de distribuição brasileiras podem ser renovadas a critério da ANEEL por um período adicional de 30 anos, sujeito ao cumprimento de determinadas exigências.

Nossa rede é composta por 162 subestações de distribuição, com capacidade total de transformação de 15.000 MVA; 1.605 km de circuitos de linhas aéreas e 218 km de circuitos de linhas subterrâneas de subtransmissão de 88 kV e 138 kV; rede primária composta por 19.830 km de redes aéreas e 1.428 km de redes subterrâneas.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, nossa receita operacional líquida foi de R\$ 4.017,3 milhões com a distribuição de 43.286 GWh de energia elétrica para aproximadamente 7,3 milhões de unidades de consumo faturadas. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, nossa receita operacional líquida foi de R\$14.489,8 milhões com a distribuição de 44.475,9 GWh (incluindo energia no curto prazo) de energia elétrica para aproximadamente 7,2 milhões de unidades de consumo faturadas. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, nossa receita operacional líquida foi de R\$13.083,2 milhões com a distribuição de 44.158,7 GWh de energia elétrica para aproximadamente 7,2 milhões de unidades de consumo faturadas.

A tabela a seguir apresenta nossas principais informações financeiras e operacionais referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2019	2018	2017	2019/2018	2018/2017
(em milhares de reais, exceto %)					
Receita Operacional Líquida	R\$ 14.704	R\$14.489,8	R\$13.083,2	14,8%	10,8%
EBITDA ⁽¹⁾	R\$ 2.368,1	R\$1.101,2	R\$1.484,8	115,1%	(25,8)%
EBITDA Ajustado – 23ª Debênture ⁽¹⁾	R\$ 2.740,7	R\$1.456,2	R\$1.503,2	81,5%	(3,1)%
EBITDA Ajustado – 6ª NP e 24ª Debênture ⁽¹⁾	R\$ 2.734,4	R\$ 1.456,2	-	87,8%	-

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

(Prejuízo) Lucro Líquido	R\$ 777,0	R\$(315,3)	R\$(876,6)	n.a	(64,0)%
<p>⁽¹⁾ O EBITDA Ajustado é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, que consiste no lucro (prejuízo) líquido do exercício acrescido das despesas (receitas) de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido, da adição ou exclusão do resultado financeiro líquido, adição dos custos de depreciação e amortização, ajustado pelas despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de "custo de operação", provisão predestinada para créditos de liquidação duvidosa e contingências. O EBITDA Ajustado não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standards Board ("IASB"), e não representa os fluxos de caixa dos períodos apresentados e não deve ser considerado como uma alternativa ao lucro (prejuízo) líquido, como um indicador de nosso desempenho operacional, ou como uma alternativa ao fluxo de caixa ou indicador de liquidez e não deve ser considerado como base para distribuição de dividendos. O EBITDA Ajustado não possui um significado padrão e pode ser definido e calculado de forma diferente por diferentes companhias. Para mais informações sobre o EBITDA Ajustado, ver item 3.2 deste Formulário de Referência.</p>					

A tabela abaixo indica o consumo de energia em GWh nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

Consumo - GWh	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2019	2018	2017	2019/2018	2018/2017
Residencial	16.330	16.187,3	16.090,1	0,9%	0,6%
Comercial	10.584	10.410,1	10.698,9	1,7%	(6,6)%
Industrial	2.894	3.122,9	3.343,8	(7,3)%	(2,7)%
Consumidores livres ⁽¹⁾	10.997	10.647,4	10.205,6	3,3%	4,3%
Outros ⁽²⁾	2.480	2.510,0	2.643,5	(1,2)%	(5,1)%
Total	43.286	42.877,7	42.981,9	1,0%	(0,2)%
<p>⁽¹⁾ Consumidores livres" são consumidores que compram eletricidade de participantes do mercado fora do Ambiente de Contratação Regulada, mas que contam com nossos serviços e nossa rede de distribuição de eletricidade que eles compram.</p> <p>⁽²⁾ Outros consumidores" são consumidores rurais e consumidores de energia para fins públicos (tais como energia elétrica para edifícios federais, estaduais e locais) e serviços públicos (como energia elétrica para tratamento de água, transporte urbano e iluminação pública).</p> <p>O total não considera a venda de energia no curto prazo.</p>					

A tabela a seguir indica o número de unidades consumidoras faturadas nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

Número de Unidades Consumidoras	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Variação	
	2019	2018	2017	2019/2018	2018/2017
Residencial	6.858.422	6.781.509	6.705.497	1,1%	1,1%
Comercial	408.622	402.502	402.368	1,5%	0,0%
Industrial	25.968	26.073	26.932	(0,4)%	(3,2)%
Livres	1.572	1.324	1.192	18,7%	11,1%
Outros	20.516	19.336	20.471	6,1%	(5,5)%
Total	7.315.100	7.230.744	7.156.460	1,2%	1,0%

7. Atividades do emissor / 7.1 - Descrição - atividades emissor/controladas

Nossa Estratégia

Focada na sustentabilidade, nossa estratégia se baseia na centralidade das pessoas enquanto clientes, colaboradores e comunidades, utilizando a inovação para abrir novas possibilidades de engajamento e de comunicação com o público atendido. Nossa estratégia, é amparada pelo Plano de Sustentabilidade, que é revisto anualmente em observância a padrões internacionais de governança corporativa com base nos temas materiais identificados no engajamento com os stakeholders e em sinergia com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, no Plano Estratégico de Negócios do Grupo, nos contextos social, ambiental e econômico em que estamos inseridos e nos diversos compromissos assumidos.

Para a efetividade da estratégia, as iniciativas seguem o conceito de criação de valor compartilhado, com envolvimento de todas as áreas e acompanhamento da evolução por meio de indicadores ambientais, sociais e de governança. Assim, atuamos pautados pelo bem-estar da comunidade, proteção do meio ambiente e segurança das pessoas, com foco no desenvolvimento de projetos tecnicamente e socialmente inovadores.

7. Atividades do emissor / 7.1.a - Infs. de sociedade de economia mista

7.1.A - Sociedade de economia mista

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

7. Atividades do emissor / 7.2 - Inf. sobre segmentos operacionais

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

(a) produtos e serviços comercializados

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações contábeis, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com o Contrato de Concessão nº 162/98 firmado com a União por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com vigência até 2028, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com a ANEEL, por período igual, ou seja, de 30 anos, nos termos da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013. De acordo com as regras vigentes para a concessão da Companhia, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

(b) receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia

A tabela abaixo apresenta a receita operacional líquida proveniente do único segmento operacional da Companhia, bem como sua participação na receita operacional líquida da Companhia, para os três últimos exercícios sociais:

Em R\$ milhões (exceto %)	2019		2018		2017	
Receita Operacional Líquida	14.704,0	100%	R\$14.489,8	100%	R\$13.083,2	100%

(c) lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia

A tabela abaixo apresenta o lucro (prejuízo) líquido proveniente do único segmento operacional da Companhia para os três últimos exercícios sociais. Ressalta-se que os valores de 2017 foram rerepresentados, conforme explicado no Item 3.2:

Em R\$ milhões (exceto %)	2019	2018	2017
Lucro (Prejuízo) Líquido	777,0	(315,3)	(876,6)

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(a) características do processo de produção

A Companhia não produz a energia que distribui. A Companhia adquire toda a sua energia principalmente por meio de: (i) compra em leilões regulados de energia; (ii) cotas de energia de Itaipu; (iii) cotas de garantia física e cotas de Angra 1 e 2; e (iv) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”).

Para uma descrição da relação mantida entre a Companhia e os seus fornecedores, vide item 7.3 “e” deste Formulário de Referência. Para informações sobre os efeitos relevantes da regulação estatal no processo de compra de energia pela Companhia, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

(b) características do processo de distribuição

Área de Concessão e Processo de Distribuição de Energia

A Companhia é a maior distribuidora privada de energia elétrica do Brasil em termos de consumo e de receita de fornecimento, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atualizados em março de 2019.

O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia, em 31 de dezembro de 2019, abrangia uma área de concessão de, aproximadamente, 4.526 quilômetros quadrados, que inclui o município de São Paulo e outros 23 municípios da grande São Paulo e regiões adjacentes.

A Companhia distribui energia na sua área de concessão, que engloba aproximadamente 8,6% da população do Brasil, de acordo com estimativas divulgadas pelo IBGE em 2019. A área de concessão da Companhia cobre mais de 18 milhões de habitantes. O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia em sua área de concessão consiste na transferência da energia para consumidores por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados a seguir.

Transmissão

O sistema nacional de transmissão, em tensões iguais ou superiores a 230 kV, possibilita a integração das instalações de geração existentes aos sistemas de distribuição das concessionárias de distribuição, que realizam a transferência em grande volume de energia em voltagens de 230kV ou superiores a partir de instalações de geração e estações de energia para os sistemas de subtransmissão e distribuição por meio de uma rede de transmissão. Tal sistema é composto pelas linhas de transmissão e subestações das concessionárias de transmissão nacionais.

Em São Paulo, essas instalações de transmissão são basicamente de propriedade das empresas Furnas Centrais Elétricas S.A. e Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. – CTEEP (“CTEEP”), sendo que o sistema distribuidor da Companhia está conectado em 20 pontos de conexão de propriedade do grupo ISA CTEEP (IE CTEEP, IE Serra do Japi e IE Pinheiros) e em um ponto de conexão de propriedade da empresa de geração EMAE - Empresa Metropolitana de Águas e Energia. Os pontos de conexão são subestações que transformam as tensões de transmissão (230 kV e acima) em tensões de sub- transmissão (88kV e 138 kV) e, no caso específico da CTEEP, também em tensões de distribuição (13,8 kV, 20 kV e 34,5 kV).

Subtransmissão (88kV e 138 kV)

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

A Companhia conecta-se às subestações transformadoras do grupo ISA CTEEP e da EMAE nas tensões de 88 kV e 138 kV e desses pontos de conexão derivam as linhas de subtransmissão de sua propriedade e que permeiam sua área de concessão.

O sistema de subtransmissão da Companhia consiste em 1.611,8 quilômetros de circuito ("km.c") de linhas aéreas e 218,4 km.c de linhas subterrâneas. A este sistema são conectadas as 162 subestações de distribuição de energia da Companhia. Essas subestações, por seu turno, rebaixam a tensão de 88 kV ou 138 kV para as tensões de distribuição de 3,8 kV, de 13,8 kV, de 20 kV, de 23 kV e de 34,5 kV. Seu sistema de subtransmissão opera de forma radial em condições normais de operação, com circuitos duplos, possibilitando, em função da carga do momento, a transferência de carga na hipótese de desligamento de um deles. A Companhia faz o acompanhamento da evolução da carga além das projeções de crescimento de mercado. A Companhia realiza estudos técnicos como forma de garantir o atendimento ao mercado de energia, em condições normais de operação.

A Companhia opera 165 subestações de distribuição com uma capacidade de transformação de 15.350 mega volt ampère (MVA). A exemplo das linhas de subtransmissão, com circuitos duplos, as subestações da Companhia estão planejadas para suportar a perda de uma unidade transformadora sem causar interrupção do fornecimento de energia elétrica. Cada subestação de transformação de distribuição possui, portanto, mais de um transformador.

Desta forma, o sistema da Companhia foi desenhado a partir de um critério de contingência conhecido por "N-1", o qual visa garantir a continuidade do fornecimento em caso de perda de um elemento importante do sistema, como por exemplo, uma linha de subtransmissão ou um transformador de potência de subestação.

Além disso, a Companhia elaborou um plano de contingência para restaurar o fornecimento de energia às suas instalações com a finalidade de prevenir interrupções aos seus clientes. Para se proteger também, quando da eventual queima de transformadores, a Companhia possui subestações portáteis e transformadores e equipamentos sobressalentes que podem rapidamente serem repostos no lugar daqueles que tenham sido avariados.

Distribuição (3,8kV a 34,5kV)

Por fim, das subestações de distribuição derivam os circuitos de distribuição.

A Companhia opera 1.741 circuitos de distribuição aérea nas tensões de 3,8kV, 13,8kV, 23kV e 34,5kV e 113 circuitos de distribuição subterrânea nas tensões de 20 kV e 34,5 kV. O sistema de distribuição da Companhia consiste em 19.869 km de redes aéreas e 1.471 km de redes subterrâneas. Parte dos seus consumidores é suprida diretamente por esse sistema (consumidores de média tensão).

O restante dos seus consumidores é atendido pela rede secundária (consumidores de baixa tensão), através de 216 mil transformadores de distribuição, que transformam as tensões de distribuição para as chamadas tensões secundárias (ou baixa tensão). Da saída desses transformadores derivam os circuitos secundários, que consistem em 19.661 km de cabos aéreos e 1.005 km de cabos subterrâneos (secundários), operando nas tensões 115/230 V ou 127/220 V.

A manutenção e expansão da rede de distribuição da Companhia em geral exigem a construção de novas instalações e a instalação de novos equipamentos. Essa expansão pode sofrer atrasos por diversas razões, inclusive problemas ambientais e de engenharia imprevistos. Entretanto, eventuais perdas resultantes de insuficiências na rede de distribuição da Companhia devidas a atrasos na construção e instalação de equipamentos são, em geral, reduzidas porque seu sistema de distribuição está projetado para suportar sobrecargas temporárias dentro de limites pré-definidos

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

e monitorados, e seus planos de manutenção e expansão em geral contemplam soluções de construção alternativas.

Para mais informações sobre os investimentos realizados pela Companhia na manutenção e expansão de sua rede, vide item 10.8 deste Formulário de Referência

Desempenho do Sistema de Distribuição

A tabela a seguir mostra informações a respeito das perdas de energia elétrica conforme apuradas pela Companhia, não incluindo perdas de transmissão (rede básica) relacionadas à sua rede e a frequência e duração de interrupções de energia por cliente por ano, nos três últimos exercícios sociais:

Indicadores de Desempenho	2019	2018	2017
Perdas técnicas	5,0%	5,2%	5,2%
Perdas não técnicas (Perdas comerciais)	4,6%	4,3%	4,5%
Total de perdas de energia elétrica	9,6%	9,5%	9,7%
Interrupções			
Frequência de interrupções por cliente por ano (em número de vezes)	3,71	4,39	6,22
Duração média de interrupções por cliente por ano (em horas)	6,44	7,18	11,72
Tempo Médio de Atendimento - TMA (em minutos)	548	365	449

A Companhia está sujeita a regulamentação da ANEEL que determina o pagamento de compensações financeiras aos consumidores da área de concessão quando houver violação dos indicadores individuais de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Perdas de Energia

Costuma-se classificar as perdas de energia em dois tipos: técnicas e não técnicas ou comerciais. As técnicas são aquelas que ocorrem no curso regular da distribuição de energia da Companhia (perdas por aquecimento), incluindo perdas em todos os fios e equipamentos da rede elétrica, enquanto as não técnicas resultam de ligações ilegais, furto de energia, queima de medidores e erros de cadastro e medição.

As perdas totais de energia são calculadas com base no “Critério de Perdas Físicas”, que considera o total de suprimento de energia medido na fronteira da rede elétrica da Companhia com a da rede de transmissão nacional, ou seja, no ponto de medição entre a transmissora e a distribuidora de energia nos últimos 12 meses, que em 31 de dezembro de 2019 era 47.804 GWh e deduzindo-se a parcela referente ao faturamento de todos os seus clientes, inclusive os livres. Com base nessa metodologia, a perda física total apurada em 31 de dezembro de 2019 foi de 9,6%, comparada a 9,5% em 31 de dezembro de 2018 e 9,7% em 31 de dezembro de 2017. O aumento do indicador em 2019 ocorreu devido à menor realização do programa de recuperação de energia, que foi impactado pela necessidade de redirecionamento das equipes de inspeção de perdas para auxílio ao atendimento de ocorrências de interrupção de energia, visando a redução dos indicadores de DEC e FEC, no período de março a agosto de 2019.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

A taxa de perda de energia da Companhia é baixa se comparada à média de outras grandes distribuidoras de energia brasileiras, que possuem um índice de complexidade social equivalente ao da área de concessão da Companhia.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, foram realizadas 250 mil inspeções e identificadas 64 mil irregularidades, em comparação com 380 mil inspeções e identificadas 103 mil irregularidades no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Para identificar estas irregularidades a empresa tem adotado o uso de tecnologias atuais com inteligência analítica, redes neurais, *machine learning* e revisão das estratégias para identificar instalações de clientes com perdas, inclusive aquelas originadas por falhas de processos internos. Além disso, no exercício de 2019, foram regularizadas 30 mil ligações clandestinas que estavam conectadas na rede de distribuição da concessionária sem que sua energia consumida fosse faturada pela Companhia e recuperadas 18 mil instalações que se encontravam cortadas no sistema comercial da Companhia, porém ligadas fisicamente e consumindo energia indevidamente.

O programa de redução de perdas da Companhia consiste em medidas relacionadas ao mapeamento da perda de energia, uso de novas tecnologias de detecção e coibição de fraudes, treinamento de equipes, disponibilização de canais de denúncias, regularização de instalações que estão consumindo energia indevidamente, blindagem de centros de medições, entre outras. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, as iniciativas de combate a perdas já acrescentaram ao mercado faturado 549,3 GWh de energia.

Interrupções de Energia

Comparando-se os valores de Duração Equivalente por Consumidor (“DEC”), que indica o tempo total anual de interrupção, que, em média, cada consumidor sofreu durante o período de um ano, e os valores de Frequência Equivalente por Consumidor (“FEC”), que mostra quantas vezes no ano houve interrupções, a Companhia obteve indicadores de qualidade e confiabilidade bem melhores.

Em agosto de 2017 a Companhia comprometeu-se a executar um extenso programa de obras que garantirão, até agosto de 2019, o alcance dos limites regulatórios de qualidade do fornecimento para DEC e FEC. Esse programa inseriu-se no que a ANEEL chamou de 2º Ciclo do Plano de Resultados, por meio do qual serão acompanhados quadrimestralmente a evolução das ações planejadas e os resultados parciais alcançados.

A Companhia encerrou o ano de 2018 com os indicadores de qualidade dentro dos patamares regulatórios estabelecidos pela ANEEL. A Companhia continua focando seus investimentos na melhoria da qualidade e confiabilidade da rede de forma a cumprir o acordado com a ANEEL no 2º Plano de Resultados.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, a Companhia manteve os indicadores de continuidade dentro dos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Isto demonstra que os investimentos recentemente realizados estão gerando os benefícios esperados para a melhoria da qualidade e da confiabilidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

Este programa de obras reflete o esforço da Companhia na ampliação e modernização da rede de distribuição, com investimentos em novas subestações, larga aplicação de rede compacta (*spacer cable*), automação da rede, além do aumento das ações de manutenção programada e de poda preventiva e das melhorias nos processos de despacho de equipes de manutenção.

Para mais informações sobre os investimentos realizados pela Companhia para melhoria dos serviços prestados aos seus clientes, vide item 10.10 deste Formulário de Referência.

Procedimentos de Faturamento

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

As tarifas que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o contrato de concessão celebrado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em 15 de junho de 1998, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho 2028 (“**Contrato de Concessão**”) bem como de acordo com a regulamentação estabelecida pela ANEEL a esse respeito. O Contrato de Concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, cada cliente é colocado em um grupo específico de tarifa, definido por lei. Clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão fornecimento igual ou superior a 2,3 kV, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão). O Grupo A é dividido em Subgrupos tarifários (A1, AS, A2, A3, A3a e A4) para cada tipo de tensão de fornecimento.

Nas modalidades tarifárias horárias Azul e Verde leva-se em conta o horário de utilização do dia, tendo uma tarifa mais elevada no horário de ponta.

Desde julho de 2015, por força de alteração da resolução 414, artigo 57, parágrafo 6º, a modalidade tarifária convencional foi extinta sendo que os clientes foram migrados para as modalidades tarifárias verde ou azul.

Adicionalmente, existem os clientes classificados como Grupo B que, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: clientes residenciais, residenciais baixa renda (também conhecido como tarifa social de energia elétrica – TSEE), rurais, de iluminação pública e outras classes (comerciais, industriais, etc.) tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica (“Grupo B”). O Grupo B é dividido em subgrupos, residencial baixa renda, residencial B1, rural B2, demais classes B3 e iluminação pública B4a e B4b.

Os clientes enquadrados como residencial baixa renda, possuem uma tarifa escalonada por faixa de consumo, e para os demais subgrupos aplica-se uma única tarifa.

As leituras de medidores e a emissão das faturas são feitas mensalmente para todos os clientes. As faturas são preparadas a partir de leituras de medidores ou com base no valor estimado quando ocorre impedimento de acesso à leitura ou deficiência no equipamento de medição.

Clientes de baixa tensão, em geral, recebem as faturas no ato da leitura (impressão simultânea da fatura com a leitura, também chamado de “*on site billing*”). Em casos excepcionais, a fatura é apresentada dentro de três dias úteis após a leitura do medidor e ainda há possibilidade da entrega da fatura por meio eletrônico (e-mail). Em todos os casos, o vencimento ocorre em, no mínimo, cinco dias úteis após a data da apresentação da fatura. Em caso de falta de pagamento, a fatura passa por um processo de segmentação automática no sistema comercial CCS, onde a mesma é classificada em cinco níveis de inadimplemento: auto-pagável, baixo risco, médio risco, alto risco e super alto risco. Nos meses seguintes, os clientes passam a receber em suas faturas avisos de débitos, sendo que quinze dias após o recebimento deste aviso, o cliente estará sujeito a suspensão do fornecimento, caso o pagamento não seja recebido neste prazo. Para os casos auto- pagável e baixo risco de inadimplemento, isto ocorre no segundo ciclo de faturamento e para os casos de super alto risco de inadimplemento, um aviso é enviado separado da fatura de energia, sete dias após a data de vencimento.

Clientes privados atendidos em média ou alta tensão recebem as faturas dentro de dois dias úteis após a leitura, com vencimento em cinco dias úteis após a data da apresentação da fatura. Já os clientes públicos atendidos nessas tensões, têm o vencimento dez dias úteis após a apresentação

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

da fatura. Em caso de falta de pagamento, um aviso é enviado em quatro dias úteis após a data de vencimento, concedendo um prazo de quinze dias para que seja efetuado o pagamento. Caso o pagamento não seja efetuado nesse prazo, o cliente fica sujeito à suspensão do serviço.

Diariamente, os dados relacionados às unidades consumidoras sujeitas à suspensão do fornecimento de energia elétrica devido à inadimplência ficam disponíveis em uma mesma base de dados no CCS (cesta de corte). A área de cobrança fica responsável por selecionar as unidades consumidoras que devem ter o fornecimento de energia elétrica suspenso, seguindo critérios de logística, montante da dívida e capacidade operacional.

A tabela abaixo apresenta a despesa com perda estimada com créditos de liquidação duvidosa nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, bem como quanto a referida despesa representava em relação à receita (1) da Companhia, para os três últimos exercícios sociais:

Em R\$ milhões (exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de					
	2019		2018		2017	
	R\$	% da Receita ⁽¹⁾	R\$	% da Receita ⁽¹⁾	R\$	% da Receita ⁽¹⁾
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	(231,4)	1,0%	(57,4)	1,0%	(219,4)	0,9%

⁽¹⁾ A partir de 2016 a Receita utilizada para apuração do indicador passou a ser a Receita Regulatória que desconsidera: Energia de Curto Prazo, Subvenção de CDEE, Fator X, Atualização do Ativo Financeiro da Concessão, Outras Receitas e Obrigações Especiais.

Para mais informações sobre as regras que regem as tarifas praticadas pela Companhia, bem como sobre as metodologias de reajuste e revisão dessas tarifas, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

(c) características dos mercados de atuação

(i) participação em cada um dos mercados

O Contrato de Concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não incluindo a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes se tornem consumidores livres, o que lhes possibilita contratar a compra de energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras. Quando esses clientes escolhem outro fornecedor de energia elétrica, podem negociar o preço da energia (*commodity*) com o fornecedor de sua escolha e pagam uma tarifa do uso do sistema de distribuição (“TUSD”) e transmissão (“TUST”), correspondentes à remuneração dos custos referentes ao uso do sistema de distribuição e transmissão e à remuneração do ativo da Companhia.

A decisão acerca da migração deve ser bem avaliada por parte do cliente, uma vez que há regras que enrijecem o retorno ao mercado regulado atendido pela Companhia. Esse retorno somente pode ocorrer cinco anos após a comunicação formal dessa intenção por parte do cliente à Companhia ou em prazo menor, a critério da concessionária

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possuía 302 unidades consumidoras faturadas que optaram por tornarem-se consumidores livres, totalizando 1572 clientes livres. A receita referente a disponibilização do sistema de transmissão e distribuição – TUSD foi de R\$1.000,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. De forma complementar, consumidores

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

com grande capacidade instalada podem, mediante autorização da ANEEL, migrar sua conexão para a rede básica, afetando diretamente a rentabilidade da Companhia, pois deixariam de pagar pela tarifa de uso do sistema de distribuição. São consumidores com características específicas que podem fazer essa opção.

(ii) condições de competição nos mercados

A Companhia não sofre concorrência no seu ramo de atividade, tendo em vista que sua prestação de serviços ocorre sob o regime de concessão. A Companhia poderá enfrentar concorrência no futuro em novo processo licitatório para renovação de tal concessão. Não obstante, a Companhia acredita ter vantagens competitivas, conforme descritas abaixo, que facilitarão o seu sucesso em eventual licitação.

Como a Companhia atua em ambiente regulado, as regras de competição desse mercado são restritas, estando sujeitas a variáveis como:

Atividades Restritas: Distribuidoras participantes do Sistema Interligado Nacional – SIN não podem: (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (ii) vender energia a consumidores livres, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa; ou (iv) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

Eliminação do self-dealing: Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia em que empresas afiliadas atuem concomitantemente; e

Limitações à Participação: Em 2008, a ANEEL estabeleceu novas regras à concentração de certos serviços e atividades no setor energético, com base na Resolução 378/09. De acordo com essas regras a ANEEL analisará, quando entender pertinente, os atos e concentrações no âmbito do setor de energia.

(d) eventual sazonalidade

O comportamento do mercado de atuação da Companhia está diretamente relacionado ao crescimento da economia. Sua área de concessão cobre a maior parte da grande São Paulo, a maior região metropolitana do Estado mais desenvolvido e industrializado do Brasil.

Adicionalmente, cada consumidor apresenta características típicas de consumo, de acordo com as variações climáticas, período do ano, região geográfica e classe de consumo a que pertence, introduzindo assim, períodos de sazonalidade nas vendas de energia. Essa sazonalidade pode exercer impacto em magnitudes distintas ao longo dos anos, isto é, em determinado ano ela pode ser maior ou menor dependendo de fatores como: calendário de feriados e de dias de faturamento; e cenário econômico do país. Assim, a Companhia entende que não é possível isolar e mensurar o impacto da sazonalidade nos meses, mas sabe-se que ela existe pelo histórico do consumo.

Nos meses de janeiro e fevereiro, o negócio da Companhia apresenta um impacto sazonal negativo em função:

- do faturamento dos últimos ciclos de dezembro (que são mais fracos devido aos feriados e faturados somente em janeiro);

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- de ser um período de férias onde uma parte significativa da população viaja e conseqüentemente, deixa a área de concessão; e
- de grande concentração de feriados, com destaque para o carnaval.

Adicionalmente, o consumo e, conseqüentemente, a venda de energia elétrica (GWh) oscilam em decorrência da variação de temperatura e da atividade comercial e industrial. Assim, as vendas da Companhia são maiores no primeiro e quarto trimestre devido ao verão, em razão das temperaturas elevadas, e à proximidade das festas de final de ano, razão do aumento da atividade industrial e comercial.

(e) principais insumos e matérias primas, informando:

O principal insumo da Companhia é a energia elétrica, proveniente predominantemente de fontes de energia hidrelétrica. Adicionalmente, a Companhia também adquire seu principal a partir de fontes de energia proveniente de combustíveis fósseis, energia nuclear e de energia proveniente de fontes alternativas (energia eólica, energia solar, biomassa etc.).

(i) descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

As relações mantidas pela Companhia com fornecedores ocorrem dentro de um setor regulado, que segue normas e parâmetros de venda de energia, conforme abaixo descritas.

A relação com os fornecedores de energia se dá majoritariamente através dos leilões de compra de energia, coordenados pelo Ministério de Minas e Energia – MME e promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estes leilões são uma forma eficiente de contratação, pois utilizam o critério de menor tarifa para determinar os vencedores do certame. Neles todas as distribuidoras do país declaram sua necessidade de compra para o período e são selecionados os geradores que ofertarem os menores preços para fornecimento de energia elétrica. Ao final do leilão, todas as distribuidoras firmam contratos com todos os geradores vencedores, de forma proporcional às suas declarações de necessidade. Estes contratos são denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs e são elaborados pela ANEEL. Normalmente eles têm duração de 30 anos para produtos por quantidade (hidroelétricas) e quinze a vinte anos para produtos por disponibilidade (térmicas, eólicas, etc). O seu reajuste pode ser realizado pelo IPCA ou pela variação do combustível a depender do tipo de fonte energética.

Do ponto de vista da compra de energia, a distribuidora é obrigada a atender à totalidade de seu mercado por meio de contratos regulados. Além dos CCEARs e dos Contratos Bilaterais anteriores ao Novo Modelo do Setor Elétrico, existem ainda os contratos de Cotas do PROINFA e da Usina Hidrelétrica de Itaipu, ambos geridos pela ELETROBRAS, das Usinas Nucleares de Angra I e II (firmados com a Eletronuclear) e de Cotas de Garantia Física, este último relativo à Usinas que tiveram a concessão renovada pelo Governo. A Companhia não pode prever os eventuais efeitos da renegociação das disposições contratuais dos contratos celebrados por ela e mencionados neste item.

Compra de Energia em 2019

As tabelas a seguir estabelecem, com respeito aos três últimos exercícios sociais, algumas informações sobre tarifas e volumes relativos às principais compras de energia da Companhia:

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(R\$/MWh)	2019	2018	2017
Itaipu	252,2	239,9	200,5
Leilões	223,6	204,9	203,3
PROINFA	367,4	311,0	287,7
Angra 1 e 2	251,2	245,7	227,6
Quotas de Garantia Física	101,3	88,5	55,6
Quotas de Garantia Física – Partes Relacionadas	188,5	185,2	-

	2019		2018		2017	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Itaipu	8.597	21,5	8.740	22,3	9.344	23,7
Leilões (CCEE/CCEAR)	19.023	47,7	18.373	46,8	17.105	43,5
PROINFA	797	2,0	819	2,1	839	2,1
Angra 1 e 2	1.609	4,0	1.631	4,2	1.631	4,1
Quotas de Garantia Física	9.576	24,0	9.607	24,5	10.448	26,5
Quotas de Garantia Física – Partes Relacionadas	294	0,7	88	0,2	-	-
Total	39.897	100	39.258	100	39.367	100

Em 30 de julho de 2004, o governo editou regulamentação relativa à compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (“**ACR**”) e no Ambiente de Contratação Livre (“**ACL**”), assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Essa regulamentação inclui regras referentes aos leilões, aos contratos de comercialização de energia e ao método de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores finais.

De acordo com as diretrizes dessa regulamentação:

- todas as distribuidoras devem garantir a contratação de toda a energia (e potência) necessária para o atendimento de 100,0% de seus mercados ou cargas; e
- os agentes vendedores de energia devem fornecer suporte comprobatório (lastro) por meio de garantia física de usinas próprias ou de contratos de compra e venda de energia com terceiros. Os agentes que não cumprirem tais exigências estão sujeitos às multas impostas pela ANEEL, por meio da CCEE, conforme procedimentos vigentes.

As distribuidoras devem definir os montantes a serem contratados por meio dos leilões, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do MME. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres, ou seja, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção

Uma das principais diretrizes do processo de implementação do novo modelo do setor elétrico consiste na obrigação de que as concessionárias de distribuição adquiram energia através do ambiente regulado. De acordo com o Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, os agentes de

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

distribuição devem comprar energia para atendimento de seus mercados de consumidores cativos por meio dos leilões de energia elétrica realizados no ACR.

O MME estabelece o montante total de energia a ser comercializado no ACR e a lista das instalações de geração que terão permissão para participar dos leilões a cada ano.

Os Leilões de Energia Elétrica

A regulamentação determina que as empresas de distribuição de energia cumpram suas obrigações de fornecimento de energia basicamente por meio de leilões públicos, em conformidade com os procedimentos descritos abaixo.

Além desses leilões e de contratos celebrados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a empresa de distribuição pode comprar energia de (i) geração distribuída, empresas de geração ligadas diretamente à rede da empresa de distribuição que não sejam hidrelétricas com capacidade maior que 30 MW e algumas companhias geradoras térmicas, e, compulsoriamente, de (ii) projetos de geração de energia participantes da fase inicial do PROINFA, (iii) Itaipu Binacional, (iv) Angra I e II e (v) Cotas de Garantia Física.

Os editais para os leilões são preparados pela CCEE, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento. Cada empresa geradora que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um Contrato de Comercialização de Energia no ambiente Regulado (“CCEAR”) com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à demanda estimada da distribuidora.

Leilões de energia Existente

Os Leilões de Energia Existente estão previstos no artigo 19 do Decreto n.º 5.163/04.

Os leilões de energia existente complementam os contratos de energia nova para cobrir assim 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões anuais de contratos com duração de 1 a 15 anos. A entrega da energia pode ser feita até 5 anos após o leilão, conforme produtos criados no edital do certame. Os leilões A-1 possuem limites máximos de compra de energia.

O preço do CCEAR de energia existente é determinado em leilão promovido pela ANEEL pelo lance do vendedor. Os reajustes de preços dos CCEARs de energia existente dependem do edital de cada leilão. Nos leilões de energia de 2017 e 2018, por exemplo, apesar da duração de 2 anos de suprimento não há reajuste de preços após o primeiro ano de suprimento. Todos os leilões anteriores de energia existente com mais de 1 ano de suprimento previram esse reajuste de preços.

O repasse de preços destes leilões às tarifas das distribuidoras é integral.

Além da duração, os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia nova: a quantidade de energia existente contratada pode ser gerenciada através de diversas modalidades de Mecanismo de Cessão de Sobras e Déficits (MCSD). Ao todo, existem quatro opções de MCSD de energia existente, sendo elas:

- **MCSD Mensal**: referente à migração de consumidores potencialmente livres do mercado cativo para o livre, desde que a migração se dê por fonte convencional. A energia não cedida entre distribuidoras é devolvida aos geradores;
- **MCSD Trocas Livres**: é derivado de outros desvios de mercado e limitado até a equalização dos montantes declarados de sobras e déficits. Não é feita devolução de montantes ao gerador, e as cessões dependem de haver distribuidoras com sobras e outras com déficits de energia;

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

- MCSD 4%: a quantidade de energia contratada pode ser reduzida a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda;
- MCSD Ex-post: ocorre anualmente e se dá apenas para compensação para fins de lastro, ou seja, não há cessão ou redução de contratos.

Leilões de Energia Nova

Segundo a regulamentação em vigor, cabe à ANEEL promover, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (“**SIN**”), observando as normas gerais de licitações e concessões e as diretrizes fixadas pelo MME. Os leilões de energia nova (“**EN**”) têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras.

Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (20 a 25 anos para termelétricas e outras fontes e 30 anos para hidrelétricas) são oferecidos pelos geradores candidatos.

A cada ano, ao menos dois tipos de leilões de EN são realizados: (i) leilão A-6 ou A-5, que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em cinco anos ou seis anos após o leilão. (ii) leilão A-4 ou A-3, que oferecem contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos e com entrada em operação em 4 ou 3 anos após o leilão. O objetivo é a criação de um complemento para o leilão A-5 ou A-6 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. Cabe ressaltar que o processo de leilão é conduzido separadamente de acordo com o tipo de empreendimento: se termelétrico ou hidrelétrico.

A sistemática destes leilões de energia determina que as distribuidoras devem declarar sua demanda para os referidos anos de suprimento, sendo as demandas individuais agregadas para a formação de um pool comprador de energia elétrica. A alocação da quantidade de energia a ser demandada de fonte termelétrica, alternativa ou hidrelétrica é estabelecida pelo MME, que fixa uma fração de energia elétrica mínima a ser demandada de fontes de geração, com o intuito de diversificar a matriz energética nacional no longo prazo de tal maneira a atingir os objetivos de diversificação estabelecidos no Plano Decenal de Energia Elétrica. Sendo assim, dentro de cada fonte de geração, são selecionados aqueles projetos cujas propostas de preço de venda de energia elétrica futura sejam as menores, mas sempre respeitando o percentual mínimo de energia advinda de cada fonte conforme estabelecido pelo MME para cada leilão. Estes projetos vão sendo gradativamente selecionados até que o montante de oferta agregada de energia seja suficiente para atender à demanda do pool comprador.

Especificamente, para a classificação dos empreendimentos de fontes termelétrica ou alternativa, os preços ofertados em leilão são baseados em um índice custo-benefício (“**ICB**”), que leva em consideração o custo associado à previsão de geração das usinas. O preço efetivo da energia é composto por uma remuneração fixa (RF, em R\$/ano), que compensa seu investimento e demais custos fixos e por uma remuneração variável que inclui o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela gera energia, ou os custos de compra de energia no mercado de curto prazo, quando a usina não gera energia. Portanto, o ICB resultante do leilão é um preço de referência, que pode ser diferente do valor efetivamente pago pelas distribuidoras às usinas contratadas.

Independente da fonte de geração, a distribuidora conta com a possibilidade do repasse integral dos custos de aquisição de energia às tarifas de fornecimento, desde que respeitados os limites de contratação de energia estabelecidos pelo Decreto n.º 5.163/2004. Até a presente data, a Companhia assegurou o repasse integral dos custos de aquisição de energia às suas tarifas de fornecimento, pendente apenas de decisão da ANEEL a sobre de energia do ano de 2016.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

Após a realização do leilão de energia nova, há a possibilidade de troca ou redução de montantes contratos nos mecanismos de MCS D Energia Nova, que ocorrem trimestralmente, com cessões de energia entre distribuidores ou reduções contratuais com os geradores. No caso de cessão entre distribuidores, a cessão ocorre até o final do ano civil, ou anualmente, com cessões a partir do ano civil seguinte até o 4º ano subsequente. No caso de redução do contrato do gerador, a duração desta redução pode ser até o final do ano civil ou a rescisão contratual total.

Leilões de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo de fazer um “ajuste fino” entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos com início de suprimento para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como “A-0”. A distribuidora poderá comprar até 5% do total de sua energia contratada. Da mesma forma que os contratos de geração distribuída, os custos de aquisição desta energia também serão limitados para efeitos de repasse para os consumidores cativos pelo maior valor entre a média móvel do Valor de Referência (VR) atualizado dos últimos 5 anos e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) previsto para o mesmo período de suprimento.

Leilões de Energia de Fontes Alternativas

Além dos leilões de energia nova e existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão são similares aos dos leilões de energia nova.

Leilões de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de geração distribuída localizada em sua área de concessão (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar do processo, o gerador deve respeitar algumas restrições: (i) eficiência mínima de 75% para empreendimentos termelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), (ii) limite máximo de capacidade de 30MW para hidrelétricas, entre outros. A Companhia não promoveu esse tipo de leilão até a presente data.

Leilão de Projetos Estruturantes

A atual legislação dá direito ao governo de promover leilões de projetos específicos que são considerados estratégicos para o País. Este é o caso, por exemplo, dos leilões das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, leiloadas em dezembro de 2007 e maio de 2008, respectivamente, além da usina de Belo Monte licitada em 2010.

Para maiores informações sobre a regulamentação governamental aplicável à Companhia vide item 7.5 deste Formulário de Referência

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores

A compra de energia da Companhia é exclusivamente através de leilões públicos pela CCEE por delegação da ANEEL e MME através da publicação de editais nos quais todos os geradores do país podem participar.

Desta forma, a Companhia não tem dependência de fornecedores, pois pode adquirir energia de todos os geradores nacionais de energia por meio destes sistemas de leilão, lhe dando acesso ao mercado regulado nacional. O preço resultante, dentro dos limites de contratação regulada, é repassável para os consumidores finais de forma a garantir a neutralidade do distribuidor.

7. Atividades do emissor / 7.3 - Produção/comercialização/mercados

(iii) eventual volatilidade em seus preços

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de compra de energia por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia e cotas compulsórias de energia regulada. A referida lei introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando: (i) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração; e (ii) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica ou por meio da aquisição de energia com preços regulados.

Os preços da energia são resultantes desses leilões públicos ou das quotas compulsórias de energia. As cotas de garantia física podem sofrer variações de preços devidos a decisões regulatórias, como alterações no valor da garantia física das usinas ou a realização de leilões de outorgas de usinas com concessões não renovadas. No que diz respeito às quotas de compra de energia de Itaipu, destaque-se que as obrigações de compra da Companhia com Itaipu são vinculadas ao dólar e, portanto, a companhia está exposta ao risco das taxas de câmbio em caso de valorização do dólar frente ao real, dessa forma impactando seu custo.

Porém, as variações da taxa de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. A fórmula de Reajuste Anual de Tarifa estabelecida pelo Contrato de Concessão juntamente com o mecanismo de conta de rastreamento de CVA criado em resposta ao Plano de Racionamento garantem a neutralidade dos impactos financeiros de variações de componentes da Parcela A registradas entre as datas de Reajuste Anual de Tarifa.

7. Atividades do emissor / 7.4 - Principais clientes

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estando sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão, celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho 2028, sendo que atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito do Contrato de Concessão (“**Contrato de Concessão**”). Nesse contexto regulação estatal provoca efeitos relevantes sobre as atividades da Companhia, regendo a concessão a ela outorgada, as tarifas que compõem sua receita, as tarifas e encargos a que está sujeita no exercício de sua atividade bem como as regras de compra de energia pela Companhia e os programas desenvolvidos para a diversificação da matriz energética brasileira.

Serão apresentadas a seguir as principais características da regulação do Setor Elétrico Brasileiro, no qual a Companhia atua, bem como as autoridades e penalidades estabelecidas pela regulação estatal para monitorar e contribuir para implantação do modelo de setor elétrico estabelecido pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004 (“**Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico**”).

Em seguida, serão descritas as regras tarifárias e os encargos setoriais aos quais a Companhia está sujeita, incluindo as normas de reajustes tarifários. Por fim, serão destacadas as normas que regem a concessão outorgada à Companhia para o exercício de suas atividades.

Para informações adicionais sobre efeitos da regulação estatal sobre as atividades da Companhia, em especial, sobre o processo de produção, distribuição e compra de energia elétrica, vide item 7.3 deste Formulário de Referência.

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Considera-se como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época.

Outro marco importante na reforma do setor foi a Lei nº 9.074/95, de 7 de julho de 1995, que estimula a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com o conceito de consumidor livre, que é o consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (“Projeto RE-SEB”), coordenado pelo MME. Os trabalhos do Projeto RE-SEB definiram as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Concluído em 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no setor elétrico brasileiro.

Acrescente-se ainda a Lei nº 9.427/96, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL, autarquia vinculada ao MME, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão,

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL veio a substituir (em parte) o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”), recebendo deste o acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e receitas, exceto aquelas decorrentes da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica (§1º do artigo 20 da Constituição Federal). O acervo e a administração dos assuntos vinculados ao uso das águas, de competência do antigo DNAEE, não foram transferidos para a ANEEL: parte foi transferida para o MME (a rede hidrométrica e atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica) e parte, posteriormente para a Agência Nacional de Águas (ANA).

As maiores diferenças entre a ANEEL e o antigo DNAEE, podem ser resumidas em: (i) Autonomia – instituída como autarquia, a ANEEL dispõe de autonomia de ação (patrimonial, administrativa e financeira), desde que cumpridas as determinações legais, as políticas e diretrizes setoriais; (ii) Gestão – existem dispositivos legais para a escolha e especialmente para a destituição dos dirigentes da ANEEL, o que garante desvinculação da gestão administrativa da Agência em relação ao Poder Executivo; e (iii) Receita – a garantia de receita própria, decorrente especialmente da taxa de fiscalização, desvinculada a execução orçamentária da ANEEL da existência ou não de disponibilidade de recursos no orçamento da União.

Em 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, ou a Lei do Setor Energético, com vistas a revisar a estrutura básica do setor elétrico. A Lei do Setor Energético determinou:

- a criação de um órgão autorregulador responsável pela operação do mercado de energia de curto-prazo, ou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (mais tarde substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados;
- a exigência de que as empresas de distribuição e geração fizessem contratos de fornecimento de energia inicial, ou os contratos iniciais, em geral compromissos do tipo take or pay, a preços e volumes previamente aprovados pela ANEEL. O principal objetivo dos contratos iniciais era garantir que as empresas de distribuição tivessem acesso a um fornecimento estável de energia a preços que lhes assegurassem uma taxa mínima de retorno durante o período de transição (2002 a 2005), levando ao estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
- a criação do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, uma entidade de direito privado sem fins lucrativos responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- o estabelecimento de processos de licitação pública para concessões para construção e operação de usinas de energia elétrica e instalações de transmissão;
- a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (desverticalização);
- o estabelecimento de restrições de concentração da titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e
- a nomeação do BNDES como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Em 2001, o Brasil enfrentou uma grave crise de abastecimento de energia que durou até o fim de fevereiro 2002. Como resultado, o Governo Federal implantou medidas que incluíram:

- um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, a saber as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil; e

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (“GCE”) que estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica pela Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001, com objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. O CGE aprovou uma série de medidas emergenciais que estabeleceram metas para reduzir o consumo de energia pelos consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas, por meio de regimes tarifários especiais.

Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o racionamento de energia em consequência do grande aumento no fornecimento (em virtude de um aumento significativo nos níveis dos reservatórios) e de uma redução moderada na demanda. O Governo Federal promulgou novas medidas em abril de 2002 que, entre outras coisas, determinou um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas financeiras incorridas pelas fornecedoras de energia como resultado do racionamento obrigatório.

Adicionalmente, o Governo Federal, por meio do BNDES, lançou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica em novembro de 2002, e o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, ou Programa de Capitalização, em setembro de 2003, com o objetivo de oferecer apoio financeiro ao refinanciamento das dívidas das empresas de distribuição, para compensá-las pela perda de receitas resultantes do Racionamento, da desvalorização do Real frente ao Dólar e dos atrasos na aplicação dos reajustes tarifários durante 2002.

Em 2002, novas mudanças foram introduzidas por meio da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (a) proibiu as concessionárias de oferecerem bens vinculados à concessão, os direitos dela emergentes e qualquer outro ativo que possa comprometer suas respectivas concessões em garantia de operação destinadas a atividade distinta de sua concessão; e (b) autorizou a criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, dentre outras providências.

O Governo Federal estabeleceu, ainda, regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas às condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da distribuidora.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847, pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 - Decreto do Novo Modelo de Comercialização de Energia Elétrica do Setor Elétrico. Tratou-se de um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004 e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME, conforme detalhado mais adiante.

As Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, introduziram regras como a competição nos leilões de novos empreendimentos pelo menor valor da tarifa para o consumidor. O critério substituiu o anterior que privilegiava o maior ágio pago ao Governo. As usinas passam a ser licitadas com a concessão da licença prévia. Contratos de longo prazo e a compra centralizada contribuem para

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

maior segurança do abastecimento. O setor público reassume o planejamento do setor elétrico e cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) substitui os antigos Mercado Atacadista de Energia e Mercado Brasileiro de Energia e assume a liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica e o sistema para aquisição de eletricidade em conjunto pelas distribuidoras.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica. As principais características da Lei são:

- Criação de dois ambientes paralelos que definem a comercialização de energia elétrica, quais sejam (i) o Ambiente de Contratação Regulada (“**ACR**”) e (ii) o Ambiente de contratação Livre (“**ACL**”);
- Os agentes de geração, sejam concessionários de serviços público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Adicionalmente, todos os contratos, sejam no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo;
- Restrições a certas atividades das distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores, incluindo a proibição da venda de eletricidade pelas distribuidoras aos consumidores livres a preços não regulados;
- Cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação;
- Proibição de as distribuidoras venderem eletricidade fora do ACR; e
- Exclusão da Eletrobrás e de suas subsidiárias do Plano Nacional de Desestatização (programa criado pelo governo em 1990), visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

Em 30 de agosto de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 577, posteriormente convertida na Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, por meio do qual definiu as condições para extinção e intervenção em concessões de serviço público no setor elétrico, e dentre outras disposições, indicou que concessionárias de serviço público não poderiam mais se submeter ao regime de recuperação judicial ou extrajudicial.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579 (posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11.01.2013) disciplinando condições para a renovação de concessões alcançadas pelos artigos 17, § 5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, as indenizações correspondentes e redução de determinados encargos setoriais, buscando contribuir para a modicidade tarifária.

As principais alterações que permitiram a redução da tarifa de distribuição foram:

- Alocação de cotas de energia, resultantes das geradoras com concessão renovadas, com reduções de preço;
- Redução dos custos de transmissão;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Redução dos encargos setoriais; e
- Retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto do Tesouro Nacional por meio da CDE.

O Setor Elétrico novamente passou por alterações por meio da Lei nº 13.360/2016, conversão da Medida Provisória nº 735/2016, a qual alterou 16 leis que estavam em vigor e promoveu mudanças significativas no setor, a saber:

a) Objetivos Originais da MP nº 735/2016 e que foram mantidos integralmente:

- Transferir para a CCEE a responsabilidade de gerir a RGR, CCC e CDE a partir de 1º de maio de 2017;
- Aperfeiçoar a gestão da Reserva Global de Reversão (RGR), da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Adequar o custeio da CDE às disponibilidades orçamentárias e financeiras; antecipar de 2035 para 2030 o prazo para o fim da assimetria regional nas cotas; estabelecer que as cotas serão fixadas conforme o nível de tensão e com vistas a proteger os consumidores de baixa renda de impactos tarifários; isentar da CDE os consumidores beneficiados pela Tarifa Social de Energia Elétrica;
- Permitir que a União licite as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica alcançadas pela Lei nº 12.783/2012, junto com a transferência do controle acionário da concessionária controlada pela União; e
- Ampliar os descontos nas tarifas de uso suportados pela CDE, incluindo, além da TUSD, também a TUST (consumidores ligados diretamente na rede básica).

b) Incrementos no Custeio da CDE

- Custear pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, com destinação ao MME de 3% dos recursos;
- Realizar empréstimos destinados ao custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada pela União;
- Prover recursos para os dispêndios da CCEE na administração da CDE, CCC e RGE; e
- Prover recursos para compensar impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal distribuidora supridora, na forma a ser definida pela ANEEL.

c) Transferência do controle societário da concessionária

- Permitir a transferência do controle societário da concessionária, como opção à caducidade da concessão, para grupo com habilitação técnica e financeira para garantir a prestação adequada do serviço. Para tanto, deverá haver aprovação da ANEEL a partir da demonstração da viabilidade da troca de controle e do benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

d) Venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras

- Autoriza a venda de excedentes contratuais pelas distribuidoras aos consumidores livres, sem restringir tal venda à respectiva área de concessão;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

e) Liberalização do mercado

- Poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer fornecedor a partir de 2019, os consumidores existentes em julho de 1995 com carga ≥ 3 MW, atendidos em tensão inferior a 69 kV; e
- Poder Concedente poderá antecipar esses prazos.

f) Antecedência de contratação pelas distribuidoras

- Para a energia de empreendimentos de geração existentes, o início de entrega poderá ser no mesmo ano ou até no 5º ano subsequente ao da licitação e o prazo de suprimento de no mínimo 1 e no máximo 15 anos;
- Para a energia de novos empreendimentos de geração, o início de entrega poderá ser a partir do 3º e até o 7º ano após a licitação, com prazo de suprimento de no mínimo 15 e no máximo 35 anos; e
- Ou seja, a mudança amplia do 2º para o 5º ano a possibilidade de entrega da energia existente licitada no ACR e do 5º para o 7º ano a energia nova. Logo, aumenta as incertezas oriundas do processo de compra de energia por parte das distribuidoras, embora favoreça as construções das usinas, minimizando a ocorrência de atrasos na entrega da energia.

g) Extensão da Outorga dos Geradores

Em caso de atrasos no início da operação comercial caracterizado pela ANEEL como excludentes de responsabilidade, o prazo da outorga de geração ou transmissão de energia elétrica será recomposto pela ANEEL por meio da extensão da outorga pelo mesmo período do excludente de responsabilidade, bem como será feito o adiamento da entrega de energia caso o empreendedor tenha um contrato de venda em ambiente regulado - CCEAR.

Por fim, cumpre destacar que recentemente o MME abriu consultas públicas para apresentação de contribuições no sentido de aprimorar o setor elétrico, com a definição de novo marco legal (Consultas Públicas MME nº 32 e 33/2017). A nova proposta tem como propósito a recuperação da economia real, com a atração de investimentos e atenção a desafios atuais enfrentados pelo setor, tal como solucionar sobras de energia no segmento de distribuição e parcelar débitos judiciais pendentes.

Em 12 de dezembro de 2017 foi editada a Resolução Normativa n.º 797, que estabelece os procedimentos para o compartilhamento de infraestrutura de Concessionárias e Permissionárias de Energia Elétrica com agentes do mesmo setor, bem como com agentes dos setores de Telecomunicações, Petróleo, Gás, com a Administração Pública Direta ou Indireta e com demais interessados.

Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, empresas de distribuição compram energia, visando atender à carga dos consumidores cativos, por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia são feitas por meio de duas modalidades: (1) Contratos na modalidade “Quantidade de Energia” (CCEAR por Quantidade), e (2) Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia” (CCEAR por Disponibilidade).

- Contratos na modalidade “Quantidade de Energia”: a vendedora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. Cabe acrescentar ainda que os volumes anuais dos CCEARs são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação da energia para efeito de contabilização na CCEE.

- Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia”: a vendedora compromete-se a disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao Ambiente de Contratação Regulada. Nesse caso, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão. Entretanto, a legislação vigente prevê que eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras deverão ser repassados aos consumidores por meio das tarifas. Acrescente-se ainda que os volumes anuais dos CCEARs por disponibilidade são definidos nos leilões que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização na CCEE.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema e as Distribuidoras são obrigadas a celebrar contratos para garantir o atendimento de 100% de suas necessidades projetadas de energia, e não mais os 95,0% estabelecidos pelo modelo anterior. O não atendimento da totalidade dos seus requisitos pode resultar em penalidades às Distribuidoras. Devido ao risco inerente às previsões de mercado, as distribuidoras têm assegurado o repasse de até 105% do nível de contratação em relação a carga, possibilitando uma certa margem em caso de desvios decorrentes do comportamento do mercado consumidor nos anos posteriores à decisão de contratação sinalizada no momento dos leilões.

A partir de 2013, A Lei 12.783 instituiu o regime de comercialização de energia por meio de cotas de garantia física para as usinas cuja concessão foi renovada a partir de então. Nesse regime, o preço é regulado e corresponde ao custo de operação e manutenção, bonificação pela outorga e remuneração por investimentos em melhorias. O risco hidrológico é assumido pelos distribuidores e repassado aos consumidores finais.

Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre a energia elétrica é comercializada entre agentes de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer algumas condições contratuais, como volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços e vigência do contrato, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais.

Acrescente-se ainda a existência da figura do consumidor parcialmente livre que é o consumidor livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos.

Consumidores potencialmente livres são aqueles cuja demanda excede 3 MW, em tensão, igual ou superior a 69 kV ou em qualquer nível de tensão, se o fornecimento teve início após a edição da Lei 9.074/95. Estes consumidores potencialmente livres poderão optar por mudar de fornecedor de eletricidade, desde que notifiquem a distribuidora a respeito de sua intenção de rescindir o contrato, com antecedência mínima de 180 dias do vencimento do mesmo, sob pena de renovação automática e multa contratual caso opte pela saída antes da nova validade. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser servidos por fornecedores, que não sua empresa local de distribuição, contratando energia de empreendimentos de geração por fontes incentivadas, tais como eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas,

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

denominados consumidores especiais. Vale destacar que a Portaria do MME nº 514/2018 reduziu o limite para migração ao Mercado Livre para 2,5 MW a partir de 1º de julho de 2019 e 2,0 MW a partir de 1º de janeiro de 2020.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo Ambiente de Contratação Livre, nos termos estabelecidos pela Lei 9.074/95, este somente poderá retornar ao ambiente regulado se notificar seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do distribuidor. Tal exigência prévia busca garantir que, se necessário, a distribuidora tenha tempo hábil para contratar o suprimento da energia necessária para atender o regresso de consumidores livres ao Ambiente de Contratação Regulada. A fim de minimizar os efeitos resultantes da migração de consumidores livres, as distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto às geradoras, por meio dos CCEARs de energia oriunda de empreendimentos de geração existente, de acordo com o volume de energia que não irão mais distribuir a esses consumidores.

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Os clientes de alta tensão que compravam energia de Distribuidores no Ambiente de Contratação Regulado o faziam a preços subsidiados. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser reduzido gradualmente a partir de julho de 2003, e foi totalmente eliminado em julho de 2007.

Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados, com exceção dos contratos iniciais.

Renovação das Concessões e a MP 579

Em setembro de 2012 o Governo editou a Medida Provisória nº 579, depois convertida na Lei nº 12.783/13, que estabeleceu as regras para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que não haviam sido licitadas na década de 90. Essa medida possibilitada aos agentes terem suas concessões renovadas sem a necessidade de se submeter a um processo licitatório aberto a outros competidores. A contrapartida dessa medida era aceitar uma redução de até 70% da receita a partir de 2013 para geradores e transmissores.

Para as empresas de distribuição alcançadas pela Lei 12.783/13 as condições para a renovação da concessão eram a assinatura de um aditivo ao contrato de concessão que impunha novas obrigações para o atendimento dos índices de qualidade do serviço e de sustentabilidade econômico financeiro.

Frisa-se que a Companhia não está alcançada pelos dispositivos e condições para a renovação das concessões conforme previsto na Lei 12.783/13. Posteriormente a ANEEL homologou dispositivo permitindo às demais concessionárias de distribuição, que não tiveram as concessões renovadas, a adesão ao novo modelo de Aditivo ao Contrato de Concessão. Nesse contexto, a Companhia solicitou à ANEEL pedido de Revisão Tarifária Extraordinária, em 04 de julho de 2017, que poderá desdobrar-se na adesão ao Aditivo do Contrato de Concessão, o qual encontra-se em negociação.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

PRINCIPAIS AUTORIDADES

Ministério de Minas e Energia – MME

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, tornou-se responsável pela condução das políticas energéticas do País.

Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as finalidades básicas de regular e fiscalizar as atividades setoriais de energia elétrica, estando vinculada ao MME, sucedendo o antigo Departamento Nacional de águas e Energia Elétrica (DNAEE).

As atuais responsabilidades da ANEEL incluem entre outros: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e importação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculo que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

A Lei nº 9.478/1997 definiu os objetivos a serem perseguidos pela política energética nacional e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministério de Minas e Energia.

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, tendo como finalidade propor ao Presidente da República, políticas nacionais e medidas específicas destinadas a: a) Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; b) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País; c) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País; d) estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, álcool, carvão e da energia termonuclear; e) estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado; f) propor critérios de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços; e g) propor critérios gerais de garantias de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a constituição do CMSE, com funções de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. O CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia tendo em sua composição quatro representantes do MME, e os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

O principal objetivo do Comitê é o de evitar o desabastecimento do mercado de energia elétrica. Para isto deverá acompanhar a evolução do mercado consumidor, o desenvolvimento dos programas de obra, identificando, inclusive, as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança do abastecimento.

O CMSE tem poderes para definir diretrizes e programas de ação, podendo requisitar, dos agentes setoriais, estudos e informações.

Operador Nacional do Sistema – ONS

Criado em decorrência da Lei nº 9.648/98. O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos que opera mediante autorização da ANEEL e integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e por consumidores livres cujo papel básico é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Elétrico Interligado Nacional.

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem:

- planejamento operacional para o setor de geração e transmissão;
- organização do uso do Sistema Elétrico Interligado Nacional e interligações internacionais;
- garantir aos agentes do setor acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória;
- assistência na expansão do sistema energético;
- propor ao MME os planos e diretrizes para extensões da Rede Básica; e
- apresentação de regras para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

O ONS é responsável, também, pela garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e pela administração dos respectivos contratos: a) Contratos em que concessionárias de transmissão colocam seus sistemas a disposição do Operador; e b) Contratos em que os usuários da transmissão asseguram o direito de uso da mesma.

O ONS deve desempenhar seu papel em nome de todos os interessados no setor e não poderá desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica.

Mercado Atacadista de Energia (MAE) / Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A existência de um Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foi considerada um elemento fundamental no setor elétrico parcialmente implantado a partir de 1998 e possuía como objetivos básicos a promoção de competitividade na geração e a instituição de um mercado para operações de curto prazo de energia elétrica. O MAE foi instituído pela Lei nº 9.648/98 (Art. 12).

A Lei nº 10.848/2004 autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para suceder ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Assim como o MAE, a CCEE é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera sob autorização do Poder Concedente e mediante regulação e fiscalização da ANEEL. Nos termos da Lei nº 10.848/2004, a CCEE é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres.

A CCEE absorveu as funções e estrutura do MAE. Entre suas principais atribuições estão: (i) a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada por

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

delegação da ANEEL; (ii) registrar o volume de todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações no Ambiente de Contratação Livre; (iii) contabilizar e liquidar a diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles registrados nas transações de curto prazo; (iv) apuração do PLD, utilizado para valorar as transações no mercado de curto prazo; v) aplicar as respectivas penalidades pelo descumprimento de limites de contratação de energia elétrica; vi) efetuar a estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva; vii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR; e viii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

O Conselho de Administração da CCEE é composto por cinco membros, com o seu Presidente indicado pelo Ministério de Minas e Energia, três membros indicados pelas categorias (geração, distribuição e comercialização) e um membro indicado pelo conjunto de todos os agentes.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Instituída pela Lei nº 10.847/2004 e criada pelo Decreto nº 5.187/2004, a EPE é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cuja finalidade é prestar serviços de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que visem o planejamento de expansão de geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental das usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP

A Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP (originalmente denominada Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE) é a agência reguladora e fiscalizadora dos serviços de energia, criada pelo Governo do Estado de São Paulo em 1997 para controlar e fiscalizar as concessionárias estaduais de energia elétrica e gás canalizado. Na área de energia elétrica, a ARSESP exerce a fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira das 14 concessionárias de distribuição de energia elétrica, que atuam no Estado de São Paulo, por meio de convênio de delegação e descentralização, firmado com a ANEEL.

PENALIDADES

Por meio da Resolução Normativa nº 63/2004, a ANEEL prevê a imposição de sanções contra os agentes do setor e classifica as penalidades com base na natureza e severidade da infração (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade).

Para cada infração que seja caracterizada como multa, os valores podem chegar a até 2,0% da receita operacional líquida da concessionária, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para um período de 12 meses, caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a 12 meses. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à falha das concessionárias em solicitar a aprovação da ANEEL, inclusive, sem limitação, no que se refere a:

- celebração de contratos entre partes relacionadas;

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- venda ou cessão de ativos relacionados a serviços prestados assim como a imposição de qualquer ônus sobre esses ativos; e
- alterações no controle societário.

Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.

ENCARGOS SETORIAIS

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou a CDE objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional) nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional. Os recursos da CDE são provenientes, dentre outras fontes, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, de multas aplicadas pela ANEEL e, desde 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final no SIN, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e na TUST. A CDE tem previsão de duração de 25 anos. A partir de 2013, a CDE passou adicionalmente a ter o objetivo de i) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos descontos das tarifas de determinadas classes de consumidores; ii) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; e iii) prover recursos e permitir a indenização da reversão das concessões. O Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, atualizou a regulamentação da CDE, com base nas suas alterações mais recentes.

ESS – Encargo de Serviço do Sistema

A ANEEL homologou as regras de mercado relativas ao ESS por meio da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000. O ESS consiste em um valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos para manter a confiabilidade e a estabilidade dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN. A Resolução CNPE nº 03/2013 instituiu que o custo do despacho adicional por motivo de segurança energética será rateado entre todos os agentes de mercado, inclusive geradores, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, na forma do disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Atualmente, a maioria dos geradores possuem liminares que os isentam de pagamento do encargo.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto Federal nº 2.410, de 28 de novembro de 1997 e pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização é uma taxa anual devida desde 1997 por todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas, equivalente a 0,4% do benefício econômico anual auferido, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

EER – Encargo de Energia de Reserva

O EER foi criado pelo Decreto nº 6.353, de 15 de janeiro de 2008, e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 337, de 11 de novembro de 2008. O EER tem o objetivo de arcar com as despesas relacionadas com a contratação de energia de reserva contratada para aumentar a segurança do fornecimento de energia no SIN. O EER é pago mensalmente pelos consumidores finais do Sistema Interligado Nacional.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

O PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 é pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do PROINFA.

ONS – Operador Nacional do Sistema

Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

CONTA-ACR

O Decreto nº 8.221/14, regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 612/2014, estabeleceu a criação da Conta Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, a ser administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A Conta é destinada a cobrir total ou parcialmente, no período de fevereiro a dezembro de 2014, as despesas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes de exposição involuntária no mercado de curto prazo e dos despachos de usinas termelétricas vinculadas a contratos por disponibilidade do ambiente regulado.

Para captação de recursos à Conta-ACR, a CCEE obteve financiamentos junto a um grupo de instituições financeiras.

Tais recursos devem ser repassados aos agentes da classe de distribuição, conforme determinado no Decreto nº 8.221/14 e na Resolução Normativa ANEEL nº 612/14.

Racionamento

A Lei 10.848/04 estabelece que, na hipótese de decretação de uma redução compulsória no consumo de energia de determinada região, todos os CCEARs por quantidade de energia, cujos compradores estejam localizados nessa mesma região, terão seus volumes ajustados na proporção da redução de consumo verificada.

TARIFAS

As tarifas que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o contrato de concessão da Companhia e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. O contrato de concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, cada cliente é colocado em um grupo específico de tarifa, definido por lei. Clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação a partir de 2,3 kV ou mais, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão), e que, na sua maior parte, se qualificam como consumidores potencialmente livres nos termos da Lei do Modelo do Setor Elétrico (“Grupo A”).

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Clientes do Grupo B, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: clientes residenciais, residenciais de Tarifa Social, rurais, de iluminação pública e outras classes (comerciais, industriais, etc.) tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica (“**Grupo B**”).

O quadro abaixo mostra informações sobre tarifas médias do mercado cativo para o Grupo A e Grupo B nos três últimos exercícios sociais:

Nível de Tensão	Tarifas Médias – R\$/MWh ⁽¹⁾		
	2019	2018	2017
A2 – consumidores industriais de alta voltagem	382,70	358,45	323,17
A3a – consumidores comerciais e industriais de alta voltagem	426,22	399,90	392,71
A4 – consumidores comerciais, industriais e residenciais de alta voltagem	446,61	412,50	400,09
AS – consumidor servido pela rede subterrânea	538,37	502,07	453,41
B1 – consumidores residenciais de baixa voltagem	499,60	461,79	417,16
B2 – consumidores rurais de baixa voltagem	377,32	338,79	307,08
B3 – consumidores comerciais e industriais de baixa voltagem	511,18	477,96	427,23
B4 – consumidores públicos de baixa voltagem	286,95	271,51	245,08
Média Total	483,84	448,16	403,36

⁽¹⁾ As tarifas de vendas de energia elétrica foram calculadas dividindo-se as vendas faturadas sem o ICMS e o PIS/COFINS por MWh de energia elétrica vendida.

As tarifas para clientes do Grupo A baseiam-se na tensão de atendimento e na hora do dia da utilização da energia. As tarifas deste grupo apresentam duas componentes: uma “tarifa de demanda” e uma “tarifa de energia”. A tarifa de demanda, refere-se à capacidade do sistema alocada a cada cliente, expressa em Reais por kW, sendo faturada pelo maior valor entre (1) demanda firme contratada ou (2) demanda efetivamente registrada. A tarifa de energia, expressa em Reais por MWh, se baseia no volume de energia efetivamente consumido durante um período de fornecimento, que geralmente é de 30 dias.

No Grupo B, as tarifas são cobradas com base em apenas um componente: a energia efetivamente consumida expressa em Reais por MWh.

Clientes residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo de clientes residenciais. De acordo com as regras atuais, correspondem às unidades consumidoras residenciais que consomem até 220kWh, desde que estejam aptos a receber benefícios de programas sociais para baixa renda do Governo Federal.

Para informações sobre o procedimento de faturamento das tarifas cobradas dos consumidores, vide item 7.3 “b” deste Formulário de Referência.

Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL (“**Reajuste Tarifário Anual**”), revistas periodicamente (“**Revisão Tarifária Periódica**”)

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

a cada quatro anos e, por fim, podem ser revistas em caráter extraordinário ("**Revisão Tarifária Extraordinária**").

Ao ajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos de concessionárias de distribuição entre (1) custos fora do controle da distribuidora (chamado de custos "não gerenciáveis"), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos "gerenciáveis"), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- Custos de energia comprada para revenda;
- Encargos setoriais: dentre os quais se destacam: Encargo de Serviço do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA, Encargo de Energia de Reserva - EER; e
- Custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Quando os preços dos itens não gerenciáveis definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária oscilarem positiva ou negativamente impactarão o fluxo de caixa da Companhia. Porém, as variações dos itens não gerenciáveis são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária.

A Parcela B, por sua vez, compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias e inclui, entre outros:

- Retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória determinada por ocasião das Revisões Tarifárias Periódicas;
- Custos de depreciação regulatória; e
- Custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste de Tarifa Anual, conforme fórmula estipulada no próprio contrato de concessão. Neste momento, busca-se que os custos da Parcela A sejam repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, entretanto, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

As distribuidoras de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre três e cinco anos (no caso da Companhia, a cada quatro anos). Nestas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados e (2) o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da concessionária, basicamente devido ao crescimento de mercado. Nos processos de reajustes tarifários a partir do terceiro ciclo, o Fator X será calculado com base nos componentes: (i) XP (produtividade) e (ii) XQ (qualidade) e (iii) XT (trajetória de custos operacionais).

O Fator X é usado para ajustar o IGP-M que deve ser aplicado ao componente da Parcela B nos reajustes anuais.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a eventual Revisão Tarifária Extraordinária, a ser solicitada especificamente ao Poder Concedente e analisadas caso a caso. Tais solicitações serão aceitáveis em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro causado por fatos imprevisíveis e não gerenciáveis pela empresa.

Metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Abaixo estão descritos, brevemente, alguns pontos da metodologia aprovada para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária, com base na documentação disponibilizada pela ANEEL.

- Procedimentos gerais: As principais mudanças nos critérios gerais de reposicionamento tarifário em relação aos adotados no 3º Ciclo de Revisão Tarifária referem-se a: i) Remuneração sobre Obrigações Especiais e ii) Alteração no critério de Reversão Tarifária de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, que deixou de ser classificada como Obrigação Especial e passou a ser devolvida como componente financeiro em 4 parcelas anuais atualizadas monetariamente a partir da 5ª Revisão Tarifária Periódica da Companhia.
- Base de ativos ou base de remuneração regulatória: As principais mudanças com relação a metodologia do 3º Ciclo de Revisões Tarifárias foram: i) atualização Monetária dos ativos pelo índice IPCA, e não mais pelo IGP-M; ii) valoração dos Componentes Menores (COM) e Custos Adicionais (CA), por meio do Banco de Preços Referencial; iii) alteração da apropriação dos Juros sobre Obras em Andamento (JOA) e iv) atualização da Base de Anuidades Regulatórias (BAR), que engloba os custos de veículos, aluguéis e sistemas.
- Para fins de valoração do COM e CA, as distribuidoras foram classificadas em 5 grupos, de acordo com as variáveis ambientais que influenciam no custo de instalação do ativo. O Banco de Preços será válido para investimentos a partir de julho de 2016.
- WACC – Custo ponderado de capital: Para o 4º ciclo, o regulador definiu períodos padrão para as séries históricas dos parâmetros de risco Brasil (15 anos), prêmio de risco (20 anos), beta (5 anos) e risco de crédito (15 anos). O risco de crédito passou a ser a média de spread observado por empresas com o mesmo nível de classificação de crédito que as distribuidoras com rating no Brasil, e não mais das que possuíam o melhor nível de crédito. O nível de alavancagem das companhias foi alterado, passando de 55% para 49%. Assim, o valor do WACC a ser considerado no 4º ciclo e no 5º ciclo é de 8,09%.
- Custos operacionais regulatórios: Do ponto de vista dos custos operacionais regulatórios, o 4º ciclo terá uma transição entre o atual custo operacional contido nas tarifas vigentes da concessionária e aqueles decorrentes da aplicação da metodologia do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias. A metodologia estabelece uma comparação das distribuidoras do ponto de vista de eficiência dos custos operacionais por meio de métodos de benchmarking. O benchmarking observa uma relação entre o total de produtos que uma distribuidora entrega em sua prestação de serviços (rede, mercado, consumidores, qualidade e combate a perdas) e seus custos operacionais. A eficiência repassada às tarifas do 4º Ciclo provém da média do setor, de 76%. O resultado dessa comparação é a definição de um intervalo de valores de custos operacionais eficientes o qual se espera que as companhias alcancem ao final do ciclo.

Caso o valor encontrado na primeira etapa esteja fora do intervalo encontrado na segunda etapa, esses valores serão utilizados no cálculo do componente T do Fator X. Esse componente é aplicado nos reajustes tarifários do 4º ciclo de forma a implementar a trajetória dos custos operacionais durante o ciclo. O limite máximo de ajuste anual é de 5% do Custo Operacional Regulatório.

- Fator X: A metodologia proposta para o cálculo do Fator X considera três componentes:
 - (Pd) Ganhos de produtividade da distribuição – é estimado a partir dos ganhos médios de produtividade das distribuidoras e do crescimento médio do mercado e número de unidades consumidoras das distribuidoras entre 2006 e 2012. Esse componente é calculado no

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

momento da revisão tarifária e aplicado a cada reajuste tarifário. O crescimento de produtividade médio apurado no 4º Ciclo foi de 1,53%;

- (Q) Qualidade na prestação do serviço – é apurada com a comparação das distribuidoras do ponto de vista do alcance dos limites anuais definidos pela ANEEL para os indicadores de qualidade do serviço (DEC e FEC) e do Atendimento Comercial (FER, IASC, INS, lab, ICO) e posterior análise da evolução desses indicadores no último ano civil. A aplicação desse componente busca premiar ou penalizar as distribuidoras de acordo com a evolução de seus indicadores de qualidade. O componente Q será calculado e aplicado a cada processo tarifário, incluindo a própria 4ª Revisão Tarifária Periódica. O mecanismo de incentivo a qualidade terá transição de metodologia do 3º Ciclo de 4 anos. No 4º Ciclo, passa a ter peso de até 2% da Parcela B, maior do que o limite de 1% da Parcela B do 3º Ciclo;
- (T) Trajetória de eficiência - tem por objetivo implementar uma trajetória gradativa de custos operacionais eficientes. O componente T só será aplicado quando o valor atualmente previsto dos custos operacionais da tarifa não estiver dentro dos limites de eficiência definidos pelo método de benchmarking para o cálculo dos custos operacionais eficientes. Esse componente é calculado no momento da revisão tarifária e aplicado nos reajustes
- Perdas não técnicas regulatórias: De uma forma geral, a metodologia para o 4º ciclo foi a mesma adotada durante o 3º ciclo, ou seja, que considera a construção de um ranking de complexidade socioeconômica, baseado nas características das áreas de concessão das distribuidoras. De acordo com esse ranking, será definido um benchmark para cada companhia. A meta de perdas não técnicas regulatórias é uma média ponderada entre as perdas da própria companhia e as perdas da companhia benchmark. Já a determinação da trajetória de perdas dentro do ciclo leva em consideração o nível de complexidade da área de concessão, além do porte e nível de perdas de cada companhia. As principais mudanças foram o estabelecimento de um piso de repasse tarifário de 7,5% do mercado de baixa tensão medido e uma transição de 1/8 da diferença entre o atual nível de repasse regulatório de perdas não técnicas e 7,5%.
- Receitas irrecuperáveis: No 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ANEEL adotou como base o percentual de inadimplência remanescente após 49 a 60 meses de atraso no pagamento da fatura. O percentual de inadimplência repassado a tarifa é definido como a mediana de um grupo de até 20 distribuidoras comparáveis a distribuidora avaliada de acordo com o ranking de complexidade socioeconômica mencionado no item de perdas não técnicas. O ranking é separado em dois grupos, de acordo com o porte das distribuidoras. A Receita Irrecuperável associada a receita necessária para fazer frente ao custo dos encargos setoriais é baseada nos próprios percentuais de perdas da distribuidora, limitados a um teto regulatório estabelecido para cada classe de consumidores.
- Outras receitas: Para o 4º Ciclo de Revisões Tarifárias, 60% da Receita Bruta e revertida para a modicidade tarifária, exceção feita as atividades de Serviço de Comunicação de Dados, Micro e Mini Geração e Eficientização Energética

Revisão Tarifária Extraordinária de 2017

Em 28 de março de 2017, a ANEEL aprovou uma Revisão Tarifária Extraordinária para todas as distribuidoras de energia elétrica, através da Resolução Homologatória nº 2.214, com o objetivo de reverter os efeitos da inclusão nas tarifas da parcela do Encargo de Energia de Reserva (EER) correspondente à contratação da usina de Angra III nos processos de reajustes tarifários realizados em 2016. Esse fato se deve ao fato de que o custo da energia oriunda de Angra III foi incluída pela ANEEL nas tarifas, mas a energia não chegou a ser usada (usina Angra III não entrou em operação

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

até o presente momento). Por essa razão a ANEEL decidiu pela republicação das tarifas de todas as distribuidoras de energia elétrica do país.

Reajuste Tarifário de 2017

A ANEEL, em reunião pública de sua Diretoria realizada em 27 de junho de 2017, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2017, aplicado na tarifa a partir de 4 de julho de 2017. A ANEEL aprovou um reajuste de +5,57% composto por reajuste econômico de +4,60% e componente financeiro de +0,97%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +4,48%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,79%
	Energia Comprada	1,07%
	Encargos de Transmissão	7,11%
	Parcela A	4,39%
Parcela B		0,21%
Reajuste Econômico		4,60%
CVA Total		-5,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		6,56%
Reajuste Financeiro		0,97%
Reajuste Total		5,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,09%
Efeito para o consumidor		4,48%

Desta forma as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário, tiveram os seguintes impactos:

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais – R\$3.285 milhões. Uma redução de 13,35%, representando -3,79% no reajuste econômico em função, principalmente, da redução de 20,82% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Comprada – R\$6.121 milhões. O aumento de 2,38%, inferior ao IPCA de 3,25% decorre principalmente do aumento do volume de cotas de garantia física de 18%, cujo preço é mais barato do que a tarifa média de compra de energia da Companhia. O aumento do custo de compra de energia representa 1,07% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão – R\$1.615 milhões. O aumento de 142,74% decorre principalmente a indenização das transmissoras que renovaram a concessão em 2013, representando 7,11% no reajuste econômico

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 0,98%, representando uma participação de 0,21% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -0,30%, no período de 12 meses findos em junho de 2017; e
- Fator X de -1,28 %, composto por:

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,13%, previamente definido na 4ª Revisão Tarifária Periódica ("4RTP") para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,04%; e
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,37%, previamente definido na 4RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$129,5 milhões, dentre os quais destacamos R\$880,7 milhões negativos referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), neutralidade de Encargos Setoriais de R\$188,8 milhões, Sobrecontratação de R\$245,2 milhões, Devolução do Ajuste Tarifário de Angra III de R\$133,8 milhões e Previsão de Risco Hidrológico de R\$473,1 milhões.

O reajuste tarifário médio de +4,48% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Nível de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	2,37%
Baixa Tensão	5,37%
Efeito Médio	4,48%

Reajuste Tarifário de 2018

A ANEEL, em reunião pública da sua Diretoria ocorrida em 03 de julho, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2018 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2018, aprovando um índice final de 16,40% composto por reajuste econômico de +10,47% e componente financeiro de +5,93%. Descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +15,84%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	2,58%
	Energia Comprada	6,63%
	Encargos de Transmissão	-0,58%
	Parcela A	8,63%
Parcela B		1,84%
Reajuste Econômico		10,47%
CVA Total		8,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		-2,54%
Reajuste Financeiro		5,93%
Reajuste Total		16,40%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-0,56%
Efeito para o consumidor		15,84%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em 10,98%, representando 8,63% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- **Encargos Setoriais** – R\$ 3.292 milhões. Um aumento de 12,20%, representando 2,58% no reajuste econômico em função, principalmente, do aumento de 24,89% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- **Energia Comprada (inclui PROINFA)** – R\$ 7.257 milhões. O aumento de 14,52% decorre principalmente do aumento do custo das Cotas (Lei nº12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo de compra de energia representa 6,63% no reajuste econômico; e
- **Encargos de Transmissão** – R\$ 1.564 milhões. A redução de 4,87% decorre principalmente da redução da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando -0,58% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em 8,62%, representando uma participação de 1,84% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 6,92%, no período de 12 meses findos em junho de 2018; e
- Fator X de -1,70 %, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,13%, previamente definido na 4ª Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,46%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,37%, previamente definido na 4RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante de R\$ 831,9 milhões, dentre os quais destacamos R\$ 1.140 milhões positivos referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), neutralidade de Encargos Setoriais de R\$ 18,8 milhões, Sobrecontratação de - R\$ 140,3 milhões, Devolução do Ajuste Tarifário de Angra III de R\$ 48,9 milhões e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 391,7 milhões.

O reajuste tarifário médio de +15,84% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Nível de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	17,67%
Baixa Tensão	15,14%
Efeito Médio	15,84%

Reajuste Tarifário de 2019

A ANEEL, em Reunião Pública de sua Diretoria realizada em 02 de julho de 2019, deliberou sobre os resultados da revisão tarifária periódica de 2019, com aplicação a partir de 04 de julho de 2019. Na reunião foi aprovado o índice de reposicionamento de +12,79% composto por: (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii)

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário, no valor de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +7,03%, conforme detalhado na tabela abaixo.

Composição		
Parcela A	Encargos Setoriais	-4,58%
	Energia Comprada	1,67%
	Encargos de Transmissão	1,33%
	Parcela A	-1,57%
Parcela B		3,29%
Reajuste Econômico		1,72%
CVA Total		10,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,60%
Reajuste Financeiro		11,07%
Reajuste Total		12,79%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-5,75%
Efeito para o Consumidor		7,03%

A Parcela A foi reajustada em -1,99%, representando -1,57% no reposicionamento econômico, com os seguintes componentes:

- **Encargos Setoriais** – Redução de 19,37%, representando -4,58% no reposicionamento econômico em função, principalmente, da diminuição de 7,66% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético Energia (“CDE Energia”);
- **Energia Comprada (Inclui PROINFA)** – Aumento de 3,69%, decorrente principalmente do aumento do custo dos CCEARs, das Cotas (Lei nº12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo da compra de energia representa 1,67% no reposicionamento econômico; e
- **Encargos de Transmissão** – Aumento de 13,05% decorrente principalmente do reajuste da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 1,33% no reposicionamento econômico.

A Parcela B foi reajustada em 15,61%, representando uma participação de 3,29% no reposicionamento econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- **Custos Operacionais:** a metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios estabelece o método de benchmarking para a definição do nível eficiente de custos que são reconhecidos nas tarifas. Para a Enel São Paulo, o resultado foi o estabelecimento de um custo operacional nesta revisão superior em 5,12% ao atualmente praticado na tarifa, contribuindo para uma participação de 0,56% no reposicionamento econômico.
- **Custo Anual dos Ativos:** corresponde à remuneração do capital, quota de reintegração regulatória e anuidade dos ativos não elétricos. A remuneração apresentou aumento de 33,65% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 1,80%, em virtude do aumento da Base de Remuneração Líquida. A quota de reintegração regulatória apresentou variação positiva de 25,82% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,81% devido ao aumento da Base de Remuneração Bruta e alteração da taxa de depreciação regulatória. As anuidades apresentaram aumento de 74,22% em relação aos valores atualmente contidos nas tarifas, com impacto de 0,69% na revisão, por ocasião da atualização dos parâmetros regulatórios adotados para seu cálculo e atualização da Base de Remuneração Regulatória.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

- **Receitas Irrecuperáveis:** apresentou variação positiva de 2,31% em relação aos valores presentes atualmente nas tarifas, com impacto de 0,03% no reposicionamento econômico, resultante da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Enel Distribuição São Paulo e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.
- **Outras Receitas:** apresentaram variação de 96,82%, representando um impacto negativo de -0,60% no reposicionamento econômico, explicado pela mudança na forma de repasse das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que no 3º ciclo tarifário (julho de 2011 a junho de 2015) eram contabilizados como obrigações especiais e no 4º ciclo tarifário (julho de 2015 a junho de 2019) foram provisionadas como Passivo Regulatório, cuja amortização se iniciará a partir da presente revisão tarifária.

Por fim, vale destacar que foram definidos os componentes do Fator X que serão deduzidos da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-T (trajetória dos custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B representará um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual.

Fora estes efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta revisão foi apurado em -1,03%.

Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizaram um montante de R\$ 1.707.930, dentre os quais R\$ 619.537 se referem à cobertura tarifária para custos futuros de risco hidrológico. O valor de componentes financeiros contempla o aumento de custos de encargos setoriais, câmbio e risco hidrológico ocorridos após o reajuste tarifário.

O reajuste tarifário médio de +7,03% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado abaixo.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	8,46%
Baixa Tensão	6,48%
Efeito Médio	7,03%

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) de distribuição (TUSD), e (ii) de transmissão (TUST), que compreende a Rede Básica e suas instalações auxiliares.

Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado no Sul e no Sudeste/Centro Oeste pagam tarifas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu.

Nos últimos anos, o governo teve por meta a melhoria do sistema de transmissão nacional e, como resultado, algumas empresas de transmissão se envolveram em programas de expansão significativos, custeados por aumentos nas tarifas de transmissão. O aumento nas tarifas de

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

transmissão pagas pelas Concessionárias de Distribuição é repassado aos seus respectivos clientes através dos Reajustes de Tarifas Anuais e nas Revisões Tarifárias Periódicas.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A TUSD, que é revisada anualmente de acordo com a variação de seus componentes, é paga por geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual tais geradoras e consumidores livres e especiais estejam conectados. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação da demanda de energia elétrica contratada junto à concessionária de distribuição, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW, bem como pela energia medida, em MWh, pela tarifa estabelecida pela ANEEL em R\$/MWh. A TUSD é formada por diversos encargos setoriais, bem como a remuneração da concessionária pelo uso da rede local e os custos regulatórios de pessoal, material e serviços de terceiros.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que também incorpora custos de expansão da própria rede).

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST têm por objetivo cobrir os custos associados ao serviço de transporte da energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, ou seja, desde os parques geradores de energia elétrica até os centros de consumo.

Sendo o Brasil um país com geração predominantemente hidráulica, as usinas, via de regra, encontram-se afastadas dos centros de carga, tornando-se necessário que uma extensa rede de linhas de transmissão e de subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica, transportem essa energia.

A operação, coordenação e controle desta rede de transmissão são de responsabilidade do ONS (Operador Nacional do Sistema), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL.

As concessionárias de transmissão são remuneradas através de uma Receita Anual Permitida - RAP, definida e homologada pela ANEEL por meio dos Leilões de Transmissão ou de Resoluções Autorizativas. Esta RAP deve ser suficiente para remunerar os investimentos das transmissoras, cobrir os custos de operação e manutenção das instalações, inclusive os custos relativos aos centros de operação do sistema, aos serviços de telecomunicação e da transmissão de dados, além dos tributos e encargos setoriais.

Assim, as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) têm a finalidade de arrecadar os montantes associados a RAP de cada transmissora, sendo que estas tarifas são estabelecidas anualmente pela ANEEL na mesma data em que ocorre o reajuste da RAP das transmissoras, para vigência a partir de 1º de julho de cada ano. A TUST é aplicada a todos os usuários do sistema de transmissão, neste caso: distribuidoras, geradores, consumidores livres e agentes importadores/exportadores de energia, exceto os diretamente conectados a DITs.

O cálculo destas tarifas é realizado a partir de simulação de um programa computacional, chamado Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada: i) a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações; as demandas de geração e de carga do sistema; ii) a receita total a ser arrecadada e iii) de alguns parâmetros estabelecidos pela ANEEL. Cabe informar que a receita total do sistema a ser paga às concessionárias de transmissão, além de ser composta pela RAP, é formada também por parte do orçamento do ONS, por uma Parcela de Ajuste, que

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e por uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Desta forma, pela metodologia utilizada pela ANEEL as tarifas de transmissão são aplicadas proporcionalmente ao uso que cada agente faz deste sistema, ou seja, são estabelecidas tarifas específicas para cada ponto de conexão com este sistema de transmissão, à razão da demanda contratada pelos agentes em cada um destes pontos de conexão.

Tarifa de repasse da potência de Itaipu

A ANEEL determina anualmente a tarifa de repasse de potência da usina de Itaipu, em Dólares. Em dezembro de 2018, a tarifa homologada para o exercício de 2019 foi estabelecida em US\$27,71/kW mês, aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2019, de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 2501, de 18 de dezembro de 2018.

Limitação de Repasse

Como regra geral, a Companhia repassa aos seus clientes, por meio de suas tarifas, todo o seu custo de compra de energia, com exceção de situações excepcionais previstas pela regulamentação aplicável.

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Decreto n.º 5.163 estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes que excedam 105,0% da demanda real;
- repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão "A-3", se o volume da energia adquirida exceder 2,0% da demanda verificada nos 2 anos anteriores (ou seja, em A-5");
- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do "Limite Inferior de Contratação" definido pelo Decreto n.º 5.163; e
- se as Distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar a energia necessária para o atendimento integral de suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será equivalente ao menor valor entre o PLD e o VR.

Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL. O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Os valores em vigor a partir de novembro de 2019 das bandeiras tarifárias são os seguintes:

- Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: Condições de gerações menos favoráveis. O acréscimo na tarifa foi de R\$1,00 para R\$1,343 para cada 100 KWh consumidos.
- Bandeira vermelha: Condições mais custosas de geração. A partir de fevereiro de 2016, a Bandeira vermelha foi dividida entre Patamar 1 e Patamar 2. Para o Patamar 1, o acréscimo na

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

tarifa é de R\$4,169 para cada 100 KWh consumidos. E para o Patamar 2, o acréscimo na tarifa é de R\$6,243 para cada 100 KWh consumidos.

O faturamento dos adicionais de bandeira tarifária é neutro para o resultado da Companhia, visto que sua receita é computada como passivo regulatório, neutralizado no próximo reajuste ou revisão tarifária da concessionária.

A seguir é descrita a evolução do acionamento das bandeiras:

Nos meses de janeiro e fevereiro de 2017 esteve vigente a bandeira tarifária verde, sem acréscimo a tarifa. Em março de 2017 foi aplicada a bandeira tarifária amarela, com acréscimo de R\$2,00 para cada 100 kWh consumidos e em abril de 2017 entrou em vigor a bandeira tarifária vermelha, patamar 1. A tabela a seguir mostra as bandeiras vigentes a partir de janeiro de 2017:

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov*	Dez*
Bandeira Tarifária												
				Patamar 1	Patamar 1			Patamar 1		Patamar 2	Patamar 2	Patamar 1
CVU/PLD gatilho R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14	533,82	201,51

CVU: Custo variável da última término despachada, válido de de jan/17 a out/17; *PLD gatilho nov/17 e dez/17 (fonte: ANEEL)

Em 2018, a bandeira verde vigorou de janeiro a abril. Em maio, a bandeira amarela foi acionada e de junho a outubro vigorou a bandeira vermelha - patamar 2. Em novembro houve o retorno da bandeira amarela e finalmente em dezembro foi acionada a bandeira verde.

Em maio de 2018, um novo critério de acionamento das bandeiras tarifárias entrou em vigor, decorrente da audiência pública 061 /17, que discutiu a revisão da metodologia das bandeiras e dos valores de suas faixas de acionamento. A tabela a seguir mostra as bandeiras vigentes a partir de maio de 2018:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha 2	Amarela	Verde				
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

As bandeiras tarifárias vigentes em 2019 são apresentadas a seguir:

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 1	Amarela	Vermelha 1	Amarela
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18	233,59	292,87	225,92

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

O acionamento de cada bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica do país.

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i)

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

os custos de geração e a exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

Risco Hidrológico

No ano de 2017, houve uma piora significativa das condições hidrológicas e a geração de usinas hidrelétricas foi significativamente inferior aos anos anteriores.

O custo do risco hidrológico é alocado aos distribuidores para os contratos de Cotas de Garantia Física e Potência, Itaipu e CCEARs que repactuaram o risco hidrológico a partir de 2015. Em 2017, o custo no setor de distribuição brasileiro até 31 de dezembro de 2017 chegou a R\$ 19,7 bilhões, em 31 de dezembro de 2018 chegou a R\$ 16,8 bilhões e em 31 de dezembro de 2019 chegou a R \$1,3 bilhões.

O Projeto de Lei nº 3.975/19, fruto de estudos da problemática do GSF e das contribuições da Consulta Pública nº 33 do Ministério de Minas e Energia propõem a volta da alocação do risco hidrológico para os vendedores de contratos de compra e venda de energia, com a consequente redução das cotas de garantia física. Caso aprovado, reduziria o risco hidrológico das distribuidoras, permitindo melhor gestão de caixa.

CONCESSÃO

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal e determinou normas para a prestação de serviços públicos. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 estabeleceu regras específicas para o setor de energia elétrica e, dentre elas, permitiu a prorrogação das concessões de distribuição.

As empresas distribuidoras, que operavam sem um “contrato de concessão” formal, passaram a firmar os referidos instrumentos. Os contratos de concessão de distribuição definem os “direitos e obrigações da concessionária”, considerando os termos da Lei nº 8.987/95.

As empresas ou consórcios que desejem construir e/ou operar instalações para geração com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. As concessões garantem o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do poder concedente por igual período.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras coisas, as condições que a concessionária deve cumprir na prestação dos serviços de energia, os direitos dos consumidores, e as obrigações da concessionária. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- Serviço adequado. A concessionária deve prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente e seguro.
- Servidões (uso de terrenos). O poder concedente pode declarar quais são os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública, nomeando-os de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. O poder concedente, nesse caso, fica responsável pelas indenizações cabíveis.
- Responsabilidade objetiva. A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia,

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

como no caso de interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem, independentemente de sua culpa.

- Alterações do Controle Societário. O poder concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária.
- Intervenção pelo poder concedente. O poder concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais. Dentro de 30 dias da data do decreto autorizando a intervenção, o poder concedente deve dar início a um procedimento administrativo em que é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o procedimento administrativo, um interventor nomeado pelo poder concedente passa a ser responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias da data do decreto, a intervenção cessa e a administração da concessão é devolvida à concessionária, sendo necessária prestação de contas pelo interventor. A administração da concessão é também devolvida à concessionária se o interventor decidir pela não extinção da concessão e o seu termo final não tiver expirado.
- Término antecipado da concessão. O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste na retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público que devem ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois de a ANEEL ou o MME ter emitido um despacho administrativo final indicando que a concessionária, entre outras coisas, (1) deixou de prestar serviços adequados e eficientes ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável; (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; ou (3) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente. A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo e tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas contratuais e danos causados pela concessionária.
- Término por decurso do prazo. Com o advento do termo contratual, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia reverterem ao Governo Federal. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados

Com o propósito de analisar as implicações sobre a questão das prorrogações ou licitação, o governo federal, liderado pelo MME, formou um grupo de trabalho.

Em setembro de 2012 o governo promulgou a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012, que versava acerca da renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição, vincendas entre 2015 e 2017 bem como da redução dos encargos setoriais.

A mencionada Medida Provisória foi aprovada no Congresso Nacional e convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013. O quadro apresenta um resumo dos prazos de concessão por segmento e por data de outorga:

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Prazos das Concessões por Segmento

Segmento	Concessões Existentes em Jul/95	Concessões Outorgadas entre Jul/95 e Dez/03	Concessões Outorgadas após Dez/03
Distribuição & Transmissão	Período Original + 20 anos	30 anos + 30 anos	30 anos + 30 anos
Geração (exceções à parte)	Período Original + 20 anos	35 anos + 20 anos	35 anos + 0 ano (sem extensão)

Fonte: Fitch Ministério de Minas e Energia (MME) e Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Fonte: FitchRatings

Em seguida, o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o artigo 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4o-B da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995. O referido decreto estabelece as condições para a prorrogação destas concessões de distribuição de energia elétrica, por 30 anos, condicionada ao atendimento e critérios de (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira; (iii) racionalidade operacional e econômica; e (iv) modicidade tarifária. O decreto também define que a prorrogação depende da aceitação expressa pela concessionária das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo ao contrato de concessão, bem como a responsabilidade da ANEEL em definir a minuta deste contrato de concessão ou termo aditivo que contemple as condições previstas neste Decreto.

Neste sentido, por meio do Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015, a ANEEL aprovou a minuta de termo aditivo ou de contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica cujo prazo das concessões se encerrava no ano de 2015, com vistas a prorrogar as concessões nos termos do Decreto nº 8.461, de 2015 e encaminhou os processos ao MME recomendando a prorrogação das outorgas.

Por fim, por meio do Despacho nº 2.194, de 16 de agosto de 2016, a ANEEL estendeu às demais concessionárias de distribuição, que não passaram por renovação, a possibilidade de optarem por aderir a todos os itens do novo modelo de contrato. Nesta condição, o contrato de concessão poderá contemplar nova data para realização das revisões e dos reajustes tarifários periódicos, enquanto os indicadores adotados para verificação da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado devem ser objeto de audiência específica para cada concessionária.

A Companhia opera, nos termos de um contrato de concessão, o serviço de distribuição de energia elétrica. O contrato de concessão, com término em junho de 2028, impõe direitos e obrigações. Estas obrigações incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo a frequência e a duração de interrupções no fornecimento de energia elétrica aos consumidores ou grupo de consumidores.

Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos (por exemplo, redes de distribuição e medidores) para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes. Sem este contrato, que representa uma outorga da União Federal, a Companhia não pode exercer as atividades de distribuição de energia e, conseqüentemente, seu faturamento se reduzirá a zero.

Como já mencionado anteriormente, em função da implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras assinaram termos aditivos aos respectivos contratos de concessão. Esses aditivos se destinam basicamente a incorporar aos cálculos dos reajustes tarifários anuais os custos de

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

aquisição de energia contratada nos novos leilões, com entrega nos 12 meses subsequentes à data de vigência de novas tarifas.

Estabelecem ainda que a Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sejam excluídos da Parcela B. Assim, tais encargos foram excluídos do cálculo do reajuste de tarifas de energia elétrica. Na prática, tais tributos passaram a ser incluídos na fatura de energia elétrica de forma segregada em mecanismo análogo ao utilizado para a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS).

Em maio do ano de 2010, a Companhia assinou novo termo aditivo ao seu contrato de concessão que visa garantir a neutralidade dos Encargos Setoriais. Para informações adicionais sobre este aditivo em particular veja o item 4.1.h. “Fatores de risco relacionados à regulação dos setores da economia nos quais a Companhia atua”, deste Formulário de Referência.

Penalidades e Término da Concessão

Caso não sejam cumpridas as obrigações previstas no contrato de concessão e nas leis e normas aplicáveis ao negócio, a ANEEL pode impor penalidades através da instauração de processos administrativos punitivos.

As penalidades que podem ser impostas em caso de violação destas obrigações incluem advertências e imposições de multas podendo atingir até um máximo de 2,0% da receita operacional líquida (ROL) anual da Companhia por violação, excluído o ICMS e ISS, ou nos casos mais extremos, a revogação da outorga concedida, conforme Resolução Normativa 063/2004.

A ANEEL também pode intervir na concessão por meio de resolução, que indicará seu prazo, objetivos e limites da medida, em função das razões que a ensejaram, designando o interventor. Declarada a intervenção, a ANEEL instaurará, no prazo de 30 dias, procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, assegurado o direito de ampla defesa, devendo o mesmo ser concluído no prazo de até 180 dias, sob pena de considerar-se inválida a intervenção. A ANEEL pode, ainda, em caso de descumprimento, limitar a área de concessão da Companhia, impondo uma sub-concessão ou encampando as ações detidas por seus acionistas controladores e vendendo-as num leilão público.

A ANEEL também tem o poder de propor ao Poder Concedente – a União Federal – a declaração de caducidade da concessão antes de seu prazo o final quando, por exemplo, do descumprimento de obrigações legais ou contratuais.

Da mesma forma como ocorre com a intervenção, a declaração de caducidade será precedida de processo administrativo e, caso reste comprovada a inadimplência da concessionária, a ANEEL poderá propor à União Federal a declaração de caducidade da concessão.

Em qualquer caso de término antecipado do contrato de concessão, existe o direito de receber indenização da ANEEL por investimentos efetuados em ativos relacionados aos serviços (bens reversíveis) que não tenham sido amortizados ou depreciados.

Equilíbrio Econômico-Financeiro

De acordo com a Lei de Concessões, qualquer concessão para a prestação de serviços públicos exige a manutenção de um equilíbrio entre os custos e receitas incorridas durante toda a vigência da concessão. Este princípio é conhecido como equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

O principal instrumento de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro é a alteração, para mais ou para menos, das tarifas de fornecimento de energia e de uso dos sistemas de distribuição cobradas dos clientes, através de reajustes tarifários anuais, revisões tarifárias ordinárias a cada quatro anos e revisões extraordinárias a qualquer tempo, desde que comprovado o desequilíbrio. Tais processos são conduzidos pela ANEEL que, ao cabo de seu decurso, procede à homologação das tarifas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

A prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica pela Companhia está autorizada até 15 de junho 2028, por meio do Contrato de Concessão nº 162/98 celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998 (“**Contrato de Concessão**”).

No que diz respeito à obtenção e manutenção de tal autorização de prestação de serviço público, destaca-se no histórico da relação entre a Companhia e a administração pública a celebração dos termos aditivos ao Contrato de Concessão, Nesse contexto, em 6 de junho de 2005, a Companhia firmou o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, com objetivo de adequar o instrumento contratual ao Decreto nº 5.163/2004. Em 3 de Maio de 2010, foi firmado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, alterando os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela “A”. Em 10 de dezembro de 2014, foi firmado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, incluindo dispositivo que garante que os valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, corresponde às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

No processo de obtenção da autorização para o exercício de sua atividade, não há um histórico de relacionamento entre a Companhia e administração pública a ser destacado. Não obstante, no decorrer do Contrato de Concessão foram celebrados termos aditivos a tal contrato, que compõem um histórico de relacionamento relativo à manutenção da concessão outorgada.

(b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental

Cientes de que as decisões e atividades da Companhia afetam seus públicos de relacionamento, ela assumiu o compromisso de incorporar os princípios e as práticas de sustentabilidade empresarial em sua cultura e na gestão cotidiana dos negócios. Esse posicionamento inspira a planejar e tomar decisões de curto, médio e longo prazo, levando em conta, de forma equilibrada, aspectos econômicos, ambientais e sociais.

O cumprimento da legislação ambiental aplicável ao setor elétrico é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas e penais por eventual inobservância à legislação, independentemente da obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados. O cumprimento da legislação é um dos princípios norteadores da Política do Sistema de Gestão Integrado da Companhia.

Com o objetivo de avaliar o seu desempenho ambiental, a Companhia possui um Sistema de Gestão Ambiental (“**SGA**”) que está de acordo com a Política do Sistema de Gestão Integrado e é baseado na norma ISO 14.001:2015. O sistema de gestão ambiental é certificado, desde o ano de 2000 e desde 2012 essa certificação abrange 100% de seus processos.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

A Companhia é auditada periodicamente por organismo externo para a manutenção e certificação de processos pela norma ambiental.

O gerenciamento ambiental de todas as atividades da Companhia é realizado com foco na prevenção, levando em consideração o orçamento e estimativas realistas, objetivando, sempre, obter melhores resultados financeiros, sociais e ambientais.

No exercício social findo em 31 de dezembro de 2019, o total de investimentos gastos em meio ambiente pela Companhia foi de R\$79,268 milhões em ações de meio ambiente, como treinamentos, melhoria na gestão ambiental de processos, manutenção da certificação ISO 14.001, novas tecnologias, licenciamentos e compensações ambientais, investigação de potenciais passivos e remediações ambientais, destinação de resíduos, projetos de eficiência energética, auditorias ambientais junto aos fornecedores e compensação de emissões de gases de efeito estufa através da compra de créditos de carbono.

Mudanças Climáticas

Em 2015, a Companhia publicou a 'Declaração de Compromisso para Mudanças Climáticas', documento composto por um conjunto de diretrizes de mitigação, adaptação, inovação, engajamento e comunicação sobre o tema. Esta declaração direciona os negócios da Companhia rumo a uma economia de baixo carbono, juntamente com a cadeia de valor, parceiros e demais empresas do setor. No ano de 2018, esta declaração foi atualizada, visando abranger os avanços do tema nos últimos anos e reforçar o compromisso da empresa.

Para a gestão de emissões de gases de efeito estufa, a companhia utiliza metodologias e padrões internacionais do *GHG Protocol*. O Inventário Corporativo de Emissões de Gases de Efeito Estufa da companhia passa por verificação de 3ª parte para garantir a consistência das informações, e é divulgado publicamente na plataforma Registro Público de Emissões. Desde 2017, os Inventários da Companhia são classificados como Selo Ouro pelo gestor da plataforma.

Em 2017, foi instituído o subcomitê interno de mudanças climáticas para tratar de assuntos relevantes relacionados ao tema. Em 2019, este grupo foi reestruturado, passando a se chamar GT (grupo de trabalho) em Mudanças Climáticas. Ainda, a companhia foi classificada com a nota "B" pelo CDP Investors Climate Change, demonstrando uma significativa evolução do tema em relação aos anos anteriores. Por fim, compensou a emissão de 8.535 toneladas de carbono através da compra a aposentadoria de créditos de carbono dos projetos "Jari/Pará REDD+ Project" – projeto florestal, desmatamento evitado –, "Ticket Log Fleet Fuel Substitution" – substituição de combustível – e "Bandeirantes Landfill Gas to Energy Project (BLFGE)" – captura e queima de metano para geração de energia em aterro sanitário.

Licenciamento Ambiental

A legislação ambiental brasileira, por meio da Lei Federal nº 6.938/81, alterada pela Lei Complementar nº 140, de 08 de dezembro de 2011 e da Resolução CONAMA 237/97, determina que a instalação de empreendimentos que de qualquer forma causem degradação ao meio ambiente depende do prévio licenciamento ambiental.

O procedimento se aplica tanto para empreendimentos novos quanto para as ampliações ou alterações nele realizadas, sendo que as licenças de operação emitidas precisam ser renovadas periodicamente. De acordo com a legislação federal, se a renovação for requerida até 120 dias antes do vencimento da licença de operação, considera-se prorrogada a sua validade até a manifestação do órgão ambiental sobre o respectivo requerimento.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, três estágios que determinam a expedição das seguintes licenças: licença prévia (“LP”), licença de instalação (“LI”) e licença de operação (“LO”). Cada uma destas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra o empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental competente.

Para fins de licenciamento de empreendimentos cujos impactos sejam considerados significativos, exige-se a elaboração de Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto de Meio Ambiente (“EIA/RIMA”). Há previsão de procedimentos simplificados quando o empreendimento for considerado de pequeno potencial de impacto ambiental, de acordo com Resolução CONAMA nº 279/01. Nesses casos, no lugar do EIA/RIMA, deve ser elaborado o Relatório Ambiental Simplificado (“RAS”). No âmbito Estadual, de acordo com os dispositivos da Resolução SIMA 29/2020, deve ser elaborado o Relatório Ambiental Preliminar (“RAP”), ou o Estudo Ambiental Simplificado (“EAS”), a depender da magnitude do impacto. No Município de São Paulo, segundo a Portaria SVMA 207/2020, o empreendedor deverá apresentar o Estudo de Viabilidade Ambiental (“EVA”) ou Estudo Ambiental Simplificado (“EAS”) para instrução do processo de licenciamento, a depender da magnitude do impacto.

A definição do órgão competente para o licenciamento está associada à extensão da área e à abrangência do impacto ambiental que o empreendimento ocasionará. Empreendimentos de impacto ambiental regional, ou seja, que envolvam mais de um Estado da federação ou mesmo países vizinhos, ou realizados em áreas de interesse ou domínio da União, devem ser licenciados pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”). Nos demais casos, a competência é dos órgãos ambientais estaduais. Todavia, caso o impacto seja exclusivamente local, o licenciamento poderá ser conduzido pelos municípios.

No caso da Companhia, por atuar somente na área metropolitana do Estado de São Paulo, o licenciamento se dá no âmbito estadual ou municipal. A Resolução SIMA 29/20, dispõe sobre procedimentos simplificados para o licenciamento ambiental de linhas de transmissões e subestações com tensão igual ou superior a 69 kV. De acordo com essa Resolução, somente dependerão de licenciamento as linhas e subestações associadas ou isoladas, que se enquadrem em quaisquer das situações elencadas:

I - Extensão igual ou superior a 10 km;

II - Supressão de vegetação nativa total, em quantidade igual ou superior a 1,0 ha;

III - Supressão de vegetação secundária em estágio médio, em área igual ou superior a 0,2 ha, e qualquer supressão de vegetação primária ou secundária em estágio avançado de regeneração;

IV - Supressão de vegetação do bioma cerrado, em área igual ou superior a 0,2 ha;

V - Intervenção em Unidades de Conservação de Proteção Integral e respectivas zonas de amortecimento, ou terras indígenas delimitadas ou áreas que tenham sido objeto de portaria de interdição expedida pela Funai – Fundação Nacional do Índio, ou terras quilombolas reconhecidas por Relatório Técnico de Identificação e Delimitação (RTID) publicado;

VI - Instituição de faixa de Linha de Transmissão com trechos com mais de 10 propriedades por km em áreas urbanas e/ ou de expansão urbana, ou qualquer necessidade de relocação de famílias;

VII - Subestação com área construída superior a 5.000 m².

Não será exigido licenciamento ambiental para a reconstrução, repotenciação, recondutoramento de linhas de distribuição de alta tensão e de transmissão, realizadas em faixas de servidão existentes, desde que não acarretem nas situações acima.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

Em relação ao Município de São Paulo, os casos: (i) de reforma com ampliação da tensão ou da corrente nominal e (ii) de implantação de novas unidades de linhas de transmissão e subestações dos sistemas de gerações, de transmissão e distribuição de energia elétrica, com tensão nominal igual ou superior a 69 kV, são licenciados em âmbito municipal, através da Secretaria do Verde e do Meio Ambiente, conforme Portaria 207/20, deste mesmo órgão.

É importante mencionar que para os casos que não forem considerados pelo órgão ambiental como de potencial poluidor, não será exigível o Licenciamento Ambiental. No Estado de SP, o empreendedor pode buscar obter junto ao órgão ambiental licenciador (CETESB, na maioria dos casos) o Certificado de Dispensa de Licenciamento – CDL (Art. 74, Decreto Estadual 47.397/02 - SP) ou a Declaração de Atividade Isenta de Licenciamento – DAIL (quando a atividade praticada não seja caracterizada como fonte de poluição e, portanto, não se enquadre nas atividades elencadas no art. 57 do Decreto 8.468/76).

Os empreendimentos relacionados à infraestrutura antiga da Companhia (linhas, ramais e subestações com tensão superior a 69 kV) que iniciaram sua operação com data anterior à criação da legislação pertinente e à estruturação dos procedimentos nos órgãos ambientais encontram-se em processo de regularização do licenciamento perante o órgão ambiental estadual (CETESB).

No âmbito administrativo, as penalidades pela ausência de licenciamento podem variar de simples advertência até aplicação de multa de R\$50,00 a R\$50.000.000,00, conforme Decreto Federal nº 6.514/2008. No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, nos termos da Lei Federal nº 9.605/98, contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental, e que pode sujeitá-la, por exemplo, ao pagamento de multa ou restrição de direitos.

Medidas compensatórias

Os órgãos ambientais responsáveis pelo licenciamento das atividades da Companhia poderão definir medidas compensatórias, de acordo com o estabelecido na legislação estadual e municipal. Referidas medidas são estabelecidas em especial nos processos relacionados à supressão de vegetação e intervenção em Áreas de Preservação Permanente (“APP”). Estas medidas compensatórias consistem normalmente no plantio de espécies nativas e no acompanhamento e manutenção dessas áreas por 2 (dois) anos ou mais, a depender do órgão responsável e compromisso firmado.

Outras autorizações

Além das licenças ambientais acima mencionadas, o desenvolvimento regular das atividades da Companhia também está sujeito à obtenção de outras autorizações, tais como (i) autorização para intervenção em áreas de preservação permanente e (ii) autorização para supressão de vegetação, entre outras. Estas dependem de medidas compensatórias, como dito anteriormente, aprovadas pelo órgão ambiental.

A ausência de licenças e autorizações ambientais, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, caracteriza a prática de crime ambiental, além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas, tais como, multas, suspensão de subsídios dos órgãos públicos e a suspensão, temporária ou permanente, das atividades.

Os indeferimentos por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação das licenças ambientais, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos seus empreendimentos.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

A ocorrência de danos ambientais decorrentes da instalação e/ou operação de empreendimentos elétricos também pode nos sujeitar à imposição de penalidades administrativas e penais, podendo ocasionar prejuízos financeiros e impactos à imagem da Companhia. Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os envolvidos, direta ou indiretamente, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como consequência, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações da Companhia, como a disposição final de resíduos ou a supressão de vegetação, não exime a responsabilidade da mesma por eventuais danos ambientais causados pela entidade contratada.

Gerenciamento de Resíduos Sólidos

Conforme sua composição e características, os resíduos sólidos podem ser classificados em: a) Classe I – perigosos; Classe II A – não inertes e Classe II B – inertes. A periculosidade de um resíduo é definida em função de suas propriedades físicas ou químicas, e da possibilidade de apresentar risco à saúde pública e/ou riscos ao meio ambiente, quando manuseado ou destinado de forma inadequada. Alguns resíduos potencialmente perigosos, ditos especiais, sofrem regulamentações específicas, tais como, pilhas e baterias, óleos lubrificantes e outros, lâmpadas fluorescentes.

O transporte, tratamento e destinação final adequados de um resíduo dependem da classe a que ele pertence e o programa de gerenciamento de resíduos sólidos da Companhia está sujeito à prévia aprovação do órgão ambiental competente. Vale observar que a atividade de tratamento de resíduos é passível de licenciamento, de maneira que as empresas contratadas para realizar essa atividade devem demonstrar sua regularidade quanto ao licenciamento ambiental, sob pena de, inclusive, o gerador de resíduos ser responsabilizado administrativamente, caso não destine os resíduos para entidade devidamente licenciada. A Companhia contrata empresas licenciadas para realizar o gerenciamento de seus resíduos. Porém, caso ocorra algum dano ambiental na coleta, transporte, armazenamento e disposição final dos resíduos gerados pela Companhia, ainda que por empresas licenciadas, essa pode ser responsabilizada a reparar os danos solidariamente.

Um dos impactos significativos da operação de empreendimentos do setor de energia elétrica está relacionado ao uso de óleo isolante em transformadores e outros equipamentos e linhas antigas, os quais, uma vez inutilizados, devem ser adequadamente descartados e/ou tratados, de acordo com a legislação ambiental vigente. Nesse processo, poderão ocorrer vazamentos com danos ambientais significativos no solo e em águas subterrâneas.

A disposição inadequada, bem como os acidentes decorrentes do transporte de resíduos sólidos, podem ser um fator de contaminação de solo e águas subterrâneas e, portanto, ensejar a aplicação de sanções nas esferas administrativa e penal, e a responsabilidade pela reparação do dano causado na esfera cível. Para mitigar estes riscos, a companhia conta com um contrato com uma empresa de atendimento a emergências ambientais, que é acionada para limpeza da área impactada no caso da ocorrência dos acidentes anteriormente mencionados. As penalidades administrativas aplicáveis podem ser: advertência, multa (podendo variar de R\$5.000,00 a R\$50.000.000,00), embargo, suspensão de financiamentos e benefícios fiscais, dentre outras.

Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras

Conforme dispõe a Política Nacional do Meio Ambiente, desde a publicação da Lei Federal nº 10.165/00, além do licenciamento ambiental, os empreendimentos que se dedicam a atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, devem ser registrados no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras (“CTF”), perante o IBAMA.

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

De acordo com a Lei Federal nº 10.165/2000, as pessoas físicas e jurídicas que exerçam as atividades mencionadas nos incisos I e II do art. 17 e que não estiverem inscritas nos respectivos cadastros incorrerão em infração punível com multa, cujo valor varia de R\$50,00 a R\$9.000,00.

Além disso, a regularidade desse cadastro depende da apresentação periódica de relatórios sobre as atividades exercidas e, em alguns casos, do pagamento da Taxa de Controle Fiscalização Ambiental ("TCFA"). Em dezembro de 2012, foi regulamentado o Cadastro Técnico Estadual, em SP, instituído através da Lei Estadual nº 14.626/2011, por meio da Resolução SMA/SP nº 94.

De acordo com essa Resolução, as pessoas físicas ou jurídicas que desenvolvam atividades potencialmente poluidoras e à extração, produção, transporte e comercialização de produtos potencialmente degradadores do meio ambiente, assim como as que utilizam produtos e subprodutos da fauna e da flora ficam obrigadas se registrarem no Cadastro Técnico Estadual de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais – Cadastro Ambiental Estadual. Por essa Resolução, consideram-se registrados no Cadastro Ambiental Estadual os empreendedores (por CNPJ), cujos estabelecimentos tenham sido registrados no Cadastro Técnico Federal em data anterior à da publicação desta Resolução.

De acordo com a Portaria Interministerial nº 812/2015, a taxa varia de R\$128,80 a R\$5.796,73 por trimestre, dependendo do potencial de poluição e nível de recursos naturais utilizados no curso da atividade correspondente.

O não pagamento da TCFA pode sujeitar o infrator a uma multa de 20% sobre o montante devido, acrescido de juros à taxa de 1% por mês de atraso, sem prejuízo da obrigação de regularizar o pagamento dessa taxa.

Passivos Ambientais

As contaminações de solo e/ou de águas subterrâneas representam passivos ambientais que devem ser administrados com cautela, uma vez que a pretensão reparatória do dano ambiental é imprescritível, não se extinguindo por decurso de prazo. São consideradas áreas contaminadas aquelas em que comprovadamente houve poluição ocasionada pela disposição, pelo acúmulo, pelo armazenamento ou pela infiltração de substâncias ou de resíduos, implicando impactos negativos sobre os bens a proteger.

A descoberta de contaminação exige providências por parte dos agentes governamentais, das entidades causadoras do dano ambiental e dos proprietários envolvidos. Deverão ser aplicadas medidas corretivas visando estabelecer níveis de qualidade compatíveis com um determinado uso futuro. Feita a remediação, segue-se o monitoramento dos resultados obtidos por período de tempo a ser definido pelo órgão ambiental. Os resultados do monitoramento indicarão a eficiência da remediação. Eventuais restrições de uso decorrentes de contaminação anteriormente existente e que sejam verificadas após a remediação de áreas desativadas devem ser tornadas públicas, por meio da averbação no registro de imóveis competente.

A Companhia possui um Procedimento Operacional de Gerenciamento de Passivos Ambientais para a verificação de áreas contaminadas em situações de compra e venda imobiliária e em áreas operacionais onde foram realizadas atividades com potencial de contaminação ou em caso de evento ambiental com vazamento de substâncias. Estes estudos ambientais são realizados em conformidade com a legislação vigente e têm por objetivo verificar o impacto no solo e na água subterrânea, além de implementar medidas de intervenção, quando necessário. A principal interferência das atividades da Companhia no meio ambiente foi provocada por vazamento ou em caso de evento ambiental com vazamento de óleo mineral isolante e desenvolvimento de atividades potencialmente poluidoras no passado, como manuseio de produtos desengraxantes, solventes e

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

postos de abastecimento. Ainda que a Companhia realize suas atividades com foco na prevenção e precaução dos impactos de suas atividades no meio ambiente, não é possível assegurar que novos passivos não sejam identificados, afetando de forma adversa seus resultados.

Em relação aos passivos ambientais da Companhia, o valor investido em 2019 para remediações e monitoramento das áreas contaminadas conhecidas foi de R\$ 4,73 milhões.

Nos termos da Lei Estadual nº 13.577/2009, regulamentada pelo Decreto nº 59.263/2013, qualquer violação ou descumprimento da normativa será tipificado como infração administrativa ambiental, sujeitando o infrator às penas de advertência, multa, que pode variar de 4 a 04MM de UFESPs (em 2019, 01 UFESP = R\$26,53), embargo, demolição ou suspensão de financiamento e benefícios fiscais.

Em 10 de fevereiro de 2017 foi publicada a Decisão de Diretoria nº 38 da CETESB, que dispõe sobre a aprovação do “Procedimento para a Proteção da Qualidade do Solo e das Águas Subterrâneas”, da revisão do “Procedimento para o Gerenciamento de Áreas Contaminadas” e estabelece “Diretrizes para Gerenciamento de Áreas Contaminadas no Âmbito do Licenciamento Ambiental”.

De acordo com a normativa aplicável (Lei Estadual nº 13.577/2009, Decreto nº 59.263/2013 e Decisão de Diretoria nº 38 da CETESB), no processo de escolha do conjunto de medidas de intervenção a serem adotadas no Plano de Intervenção, o responsável legal deverá apresentar garantia bancária ou seguro ambiental, a fim de assegurar a implantação do Plano de Intervenção nos prazos estabelecidos, no valor de 125% do custo estimado no respectivo plano. Para as medidas de remediação para tratamento, medidas de engenharia, medidas de controle institucional e medidas de contenção como medida emergencial ou de curta duração poderá ser apresentado seguro garantia em substituição às garantias bancárias e seguro ambiental.

Na prática, contudo, o mercado nacional de seguros ainda não oferece este tipo de produto (seguro ambiental) e não há registro de que a CETESB tenha exigido até o presente momento a apresentação do seguro ambiental ou de garantia bancária. Entretanto, com a publicação da Decisão de Diretoria nº 38 da CETESB, é possível que tal prática regulatória seja revista.

Por fim, é pertinente mencionar que, de acordo com a legislação ambiental brasileira, o proprietário e/ou possuidor de bem imóvel que se encontre em área com contaminação ambiental poderá, independentemente de ter sido ou não o efetivo causador, ser responsabilizado e compelido a realizar a remediação e recuperação dos danos associados tanto por órgãos ambientais, quanto pelo Ministério Público. Vale destacar que a responsabilidade civil ambiental relacionada à remediação da contaminação do solo e das águas subterrâneas é objetiva e solidária, além de ser considerada como uma obrigação *propter rem* (ônus que acompanha o imóvel).

(c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Propriedade Intelectual

A Companhia é distribuidora de energia elétrica e depende da manutenção do Contrato de Concessão para o desenvolvimento de suas atividades. O sucesso da Companhia independe, de forma relevante, de patentes, marcas, franquias e contratos de transferência de tecnologia.

Marcas e Patentes

No Brasil, a propriedade de uma marca ou patente adquire-se pelo registro validamente expedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial (“INPI”), sendo assegurado ao titular o uso

7. Atividades do emissor / 7.5 - Efeitos da regulação estatal

exclusivo da marca em todo território nacional pelo prazo determinado de 10 anos, passível de sucessivas renovações, e o direito de exploração exclusiva de patente pelo prazo de 20 anos para patentes de invenção e de 15 anos para modelos de utilidade, os últimos contados da data de depósito. Durante o processo de registro, o depositante tem apenas uma expectativa de direito de propriedade das marcas e patentes depositadas.

Atualmente a Companhia detém, entre outros, os direitos sobre a marca “Eletropaulo”, a qual é considerada a marca mais importante da Companhia e está registrada nas formas nominativa e mista, em diversas classes. Entretanto, a perda desses direitos não acarretaria efeito adverso relevante às operações e à condição financeira da Companhia.

7. Atividades do emissor / 7.6 - Receitas relevantes no exterior

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total do emissor

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

7. Atividades do emissor / 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

7. Atividades do emissor / 7.8 - Políticas socioambientais

7.8 - Políticas socioambientais

(a) se o emissor divulga informações sociais e ambientais

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(d) a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

7. Atividades do emissor / 7.9 - Outras inf. relev. - Atividades

7.9 - Outras informações relevantes

A Companhia mantém em seu website (www.eneldistribuicaoosp.com.br) informações adicionais sobre nossas boas práticas, a saber:

- Política de Gestão de Ativos;
- Política do Sistema de Gestão da Qualidade;
- Conselho de Consumidores; e
- Projetos Ambientais.

8. Negócios extraordinários / 8.1 - Aquisição/alienação ativo relevante

8.1 - Negócios extraordinários

Não houve operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal dos negócios da Companhia no último exercício social.

8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

A Companhia passou por um processo de oferta pública de aquisição de ações através de leilão que resultou na alteração do controle da Companhia. O referido leilão foi realizado em 4 de junho de 2018, tendo sido adquiridas, pela Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A, 122.799.289 ações ordinária de emissão da Companhia, representativas de 73,38% do capital total e votante da Companhia, incluindo as ações em tesouraria, pelo preço de R\$45,22 por ação. Durante o período de venda das ações remanescentes, 33.359.292 ações foram também adquiridas pela Enel, que então passou a deter, no dia 13 de julho de 2018, data do pagamento do último lote de ações adquiridos, 93,3% do capital da Companhia. Em 18 de setembro de 2018, após o aumento do capital Social da Companhia, a Enel passou a deter 189.323.545 ações ordinárias de emissão da Companhia, correspondente à 94,4% do capital social da Companhia.

Para maiores informações sobre a OPA e a alteração de controle da Companhia, vide item 15.7 desse Formulário de Referência.

A Companhia reforça, contudo, que mesmo com a referida OPA e alteração de controle da Companhia, não houve alteração significativa na forma de condução dos seus negócios, permanecendo focada na melhora efetiva de sua eficiência operacional e na satisfação de seus clientes.

Incorporação Reversa

Em 06 de novembro de 2019, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a operação de incorporação reversa da Companhia com sua então controladora direta, a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“**Enel Sudeste**”). A operação consistiu na incorporação, pela Companhia, da totalidade do patrimônio líquido da Enel Sudeste, a valor contábil (“**Incorporação**”).

A Incorporação, alinhada com a estratégia de otimização das estruturas societárias e de negócios do grupo Enel no Brasil, pretende reduzir custos em áreas administrativas e com o cumprimento de obrigações acessórias, além de tornar a administração conjunta mais eficiente, o que se espera resultar em benefícios de natureza patrimonial e financeira para o grupo Enel e a Companhia.

Como consequência desta Incorporação, a Companhia sucedeu a Enel Sudeste a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia. Ainda, a então controladora indireta da Companhia, Enel Brasil S.A. sociedade anônima fechada, recebeu em substituição às ações de emissão da Enel Sudeste, ações de emissão da Eletropaulo na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações detidas pela Enel Sudeste. A Incorporação foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 2.386, de 27 de agosto de 2019.

Oferta Pública para Aquisição de Ações, Resgate Compulsório e Conversão de Categoria

Em 21 de novembro de 2019, foi realizado o leilão da Oferta Pública de Aquisição para cancelamento do registro de companhia aberta da Eletropaulo perante a CVM sob a categoria “A” e conversão para categoria “B”.

Como resultado do Leilão: (i) a Enel Brasil S.A. adquiriu 2.959.302 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 1,48% do seu capital social total; e (ii) remaneceram em circulação 5.174.050 ações ordinárias de emissão da Eletropaulo, representativas de 2,58% do seu capital social total. As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 49,39, totalizando o valor de R\$

8. Negócios extraordinários / 8.2 - Alterações na condução de negócios

146.159.925,78. No dia 25 de novembro de 2019 as aquisições realizadas no Leilão foram liquidadas.

As ações de emissão da Companhia deixaram de ser negociadas no segmento especial de listagem Novo Mercado, a partir de 22 de novembro de 2019, permanecendo em negociação da B3 S.A – Brasil, Bolsa, Balcão, até a aprovação do Resgate Compulsório, realizado no dia 26 de novembro de 2019.

Em 03 de dezembro de 2019, a CVM aprovou o pedido de conversão do registro de companhia aberta da Eletropaulo da categoria “A” para “B”. Desse modo, as ações da Companhia passaram a não ser mais admitidas à negociação em mercados regulamentados de valores mobiliários.

Aumento do capital social da Companhia por subscrição privada de novas ações e cancelamento das ações em tesouraria

Em 28 de novembro de 2019, a Companhia e a Enel Brasil celebraram o Termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (“AFAC”) no montante de R\$ 256.038.513,00. O aumento de capital ocorreu mediante a capitalização de créditos do AFAC e emissão por subscrição privada de

5.184.015 novas ações, ao preço de emissão de R\$ 49,39 por ação, tendo sua aprovação obtida em Assembleia Geral Extraordinária em 30 de dezembro de 2019. Desta forma, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 3.079.524.934,33, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

O AFAC refere-se à operação de resgate compulsório aprovada em 26 de novembro de 2019 e descrita anteriormente neste item 15.6.

Além disso, no dia 30 de dezembro de 2019, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o cancelamento das 3.058.154 ações ordinárias de emissão da Companhia mantidas em tesouraria.

Em 30 de dezembro de 2019, a Enel passou a deter 197.466.862 ações ordinárias de emissão da Companhia.

8. Negócios extraordinários / 8.3 - Contratos relevantes

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

Não houve contratos relevantes celebrados pela Companhia não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

8. Negócios extraordinários / 8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4 - Outras informações relevantes – Negócios extraordinários

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 8.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes – outros

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

9. Ativos relevantes / 9.1 - Outros bens relev. ativo não circulante

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

9. Ativos relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

9. Ativos relevantes / 9.1.b - Ativos Intangíveis

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

9. Ativos relevantes / 9.1.c - Participação em sociedades

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

9. Ativos relevantes / 9.2 - Outras inf. relev. - Ativos Relev.

9.2 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 9.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As informações financeiras contidas nos itens 10.1 a 10.9 deste Formulário de Referência são derivadas de nossas demonstrações contábeis relativas aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, elaboradas de acordo com as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil que compreendem a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada (Lei das Sociedades por Ações), as normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC).

A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações contábeis sobre a situação financeira da Companhia. A Diretoria da Companhia não pode garantir que a situação financeira e os resultados obtidos no passado venham a se reproduzir no futuro.

Os termos “AH” e “AV” constantes das colunas de determinadas tabelas neste item 10.1 em geral, especialmente no item 10.1 (h), significam “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”, respectivamente.

(a) comentários dos Diretores sobre as condições financeiras e patrimoniais gerais

Os diretores entendem que a Companhia tem condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir com suas obrigações de curto e médio prazo. Considerando os indicadores financeiros e patrimoniais apresentados nos últimos três anos, conforme tabela abaixo, o nível de endividamento da Companhia é confortável, e se mantém em patamares conservadores. A Companhia encerrou 2019 com uma alavancagem financeira bruta (Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)) de 0,49 e com o Índice Dívida Bruta / EBITDA (EBITDA e Dívida Bruta acumulado nos últimos 12 meses) em 1,62.

O índice que relaciona a Dívida Líquida pelo EBITDA (Lucro operacional antes de juros, impostos, depreciação e amortização), encerrou 2019 em 1,08. Esse índice apresentou uma redução em relação ao do ano anterior (2,84) devido, principalmente, a maior geração de caixa operacional da companhia.

Considerando o nível de alavancagem, em condições normais de mercado, os diretores entendem que a Companhia apresenta condições satisfatórias para contratar empréstimos e financiamentos adequados para realização de suas atividades e/ou investimentos futuros, denotando capacidade financeira suficiente para a cobertura financeira de suas operações, bem como realização de investimentos planejados, pagamento de dívidas e outras obrigações.

A Companhia possui risco de crédito corporativo avaliado pelas Agências Moody's e Fitch, as quais reafirmaram em agosto e setembro de 2019 o rating de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA' e 'Aaa', respectivamente, ambos com perspectiva estável.

Ao final de 2019, a Eletropaulo apresentou um custo da dívida financeira de 5,06% a.a., considerando um período de doze meses, equivalente a CDI+0,54% a.a.

Os diretores apresentam abaixo informações sobre as condições financeiras e patrimoniais da Companhia em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Indicadores de Endividamento	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
Dívida Bruta / EBITDA	1,62	3,69	2,88
Dívida Líquida / EBITDA	1,08	2,84	2,38
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,49	0,59	0,67
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,39	0,52	0,62
Indicadores de liquidez	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
Liquidez Geral (Ativo Circulante+ativo não circulante)/(Passivo circulante+Passivo não circulante)	1,18	1,18	1,12
Liquidez Corrente (Ativo circulante/Passivo Circulante)	1,12	1,07	0,80
Liquidez Imediata (Caixa e equivalentes e Investimentos de curto prazo/Passivo Circulante)	0,21	0,17	0,11

OBS: A Dívida Bruta considera as seguintes contas do Balanço:

- Operação com instrumentos derivativo, presente tanto no ativo circulante como no não circulante;
- Empréstimos e Financiamentos, presente tanto no passivo circulante como no não circulante;
- Debêntures, presente tanto no passivo circulante como no não circulante;

Para se obter a Dívida Líquida, subtrai-se da Dívida Bruta as seguintes contas do ativo circulante:

- Caixa e equivalente de caixa
- Investimentos de curto prazo

(b) comentários dos Diretores sobre a estrutura de capital

O objetivo dos Diretores da Companhia durante o processo de administração do capital é garantir a capacidade de continuidade das operações da Companhia, visando oferecer retorno aos acionistas, bem como manter uma estrutura de capital ideal para diminuir custos e manter o equilíbrio adequado.

A estrutura de capital da Companhia referente aos três últimos exercícios sociais consiste nos saldos apresentados na tabela abaixo:

	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
Capital Próprio = PL (R\$ mil)	3.969.216	2.880.980	1.751.838
Capital de Terceiros = Dívida Líquida (R\$ mil)	2.553.113	3.124.897	2.884.251
TOTAL (R\$ mil)	6.522.329	6.005.877	4.636.089
Capital Próprio (%)	60,9%	48,0%	37,8%
Capital de Terceiros (%)	39,1%	52,0%	62,2%

O padrão de financiamento da Companhia baseia-se na utilização de recursos próprios e de capital de terceiros, podendo este ser referente à captação de recursos junto a instituições financeiras ou emissão de dívidas a mercado. Em 31 de dezembro de 2019, a estrutura de capital da Companhia era composta por 39,1% de capital de terceiros e 60,9% de capital próprio. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada e conservadora, denotando baixo risco de crédito.

As operações da Companhia são financiadas com capital próprio e de terceiros obtidos por meio de empréstimos e financiamentos junto a bancos e instituições financiadoras de projetos de investimentos. Em 31 de dezembro de 2018, 48,0% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 52,0% oriundos de capital de terceiros e em 31 de dezembro de 2017, 37,8% do capital utilizado pela Companhia era proveniente de recursos próprios e 62,2% oriundos de capital de terceiros. Conforme demonstram estas proporções, os diretores acreditam que a Companhia possui uma estrutura de capital conservadora, denotando baixo risco de crédito.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Periodicamente, a administração da Companhia revisa a estrutura de capital e a habilidade de liquidar os seus passivos, bem como monitora tempestivamente o prazo médio de contas a receber e fornecedores, tomando as ações necessárias para mantê-los em níveis considerados adequados para a gestão financeira.

Os diretores entendem que a atual estrutura de capital apresenta níveis de alavancagem adequados bem como gestão de capital de giro e níveis de custos compatíveis com o mercado de crédito corporativo brasileiro.

(c) comentários dos Diretores em relação a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Diante do exposto a seguir, os Diretores entendem que a Companhia possui plena capacidade de pagamento dos compromissos financeiros assumidos.

Embora o atual cenário político-econômico e incertezas regulatórias possam aumentar os riscos em novas captações, pressionando o caixa, os Diretores da Companhia entendem que, caso não ocorram novos descasamentos temporais em função do crescimento dos custos com compra de energia, a geração de caixa operacional será suficiente para honrar as obrigações da Companhia ou fazer frente aos refinanciamentos necessários, considerando o atual perfil de sua dívida, cujo prazo médio¹ era de 3,76 anos em 31 de dezembro de 2019, comparado com 3,59 em 2018 e 2,10 anos em 2017, e seus indicadores de qualidade de crédito.

Ao final de 2019, a Companhia cumpriu com todos os *covenants* financeiros assumidos em contratos de financiamentos e emissão de debêntures e notas promissórias, conforme apresentados abaixo, indicando situação de liquidez e equilíbrio financeiro:

¹ Prazo médio não considera obrigações com entidade de previdência privada.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em R\$ Mil, exceto quando indicado de outra forma	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
14ª e 23ª Emissão de Debêntures			
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	2.642.928	1.456.694	1.454.915
Dívida Líquida Ajustada ⁽²⁾	3.812.354	4.387.698	4.215.962
Dívida Líquida Ajustada/EBITDA Ajustado ⁽³⁾	1,44	3,01	2,90

(1) O EBITDA Ajustado é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, que consiste no lucro (prejuízo) líquido do exercício acrescido das despesas (receitas) de imposto de renda e contribuição social corrente e diferido, da adição ou exclusão do resultado financeiro líquido, adição dos custos de depreciação e amortização, provisão para perdas esperadas com créditos de liquidação duvidosa e contingências, ajustado pelas despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de "custo de operação". O EBITDA Ajustado não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* – "IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), e não representa os fluxos de caixa dos períodos apresentados e não deve ser considerado como uma alternativa ao lucro (prejuízo) líquido, como um indicador de nosso desempenho operacional, ou como uma alternativa ao fluxo de caixa ou indicador de liquidez e não deve ser considerado como base para distribuição de dividendos. O EBITDA Ajustado não possui um significado padrão e pode ser definido e calculado de forma diferente por diferentes companhias. Para mais informações sobre o EBITDA Ajustado, ver item 3.2 deste Formulário de Referência.

(2) A Dívida Líquida Ajustada corresponde ao somatório dos saldos de empréstimos e financiamentos, debêntures, operação com instrumento derivativos, arrendamento financeiro e obrigações com entidade de previdência privada, excluindo os efeitos das remensurações atuariais do CPC 33-R1 com entidade de previdência privada, deduzidos do saldo de caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo. A Dívida Líquida Ajustada não é uma medida de desempenho financeiro, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e nem pelas normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* – "IFRS"), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), e não possui significado padrão. Outras companhias podem calcular sua dívida líquida ajustada de forma distinta não havendo, desta forma, comparação entre as divulgações. Para mais informações sobre a dívida líquida ajustada, ver item 3.2 deste Formulário de Referência.

(3) Para o ano de 2017, para fins de cálculo do covenant, considera-se os valores originalmente apresentados na Demonstração Financeira do respectivo ano.

Em R\$ Mil, exceto quando indicado de outra forma	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
6ª NP e 24ª Emissão de Debêntures			
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	2.734.365	-	-
Dívida Líquida Ajustada ⁽²⁾	3.812.354	-	-
Dívida Líquida Ajustada/EBITDA Ajustado	1,39	-	-

(1) EBITDA Ajustado da 23ª emissão + perda na desativação de bens e direitos

(2) Dívida Líquida Ajustada

Compromissos financeiros – “Covenants”

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros, são utilizados *covenants* financeiros em alguns contratos de dívida. A administração da Companhia mantém o acompanhamento do seguinte índice financeiro:

- Capacidade de endividamento: mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA Ajustado dos últimos 12 meses. Conforme definido nos contratos, este índice não poderá ser superior a 3,5 vezes.

Conforme descrito nos contratos de dívida, o não cumprimento do índice acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

A Companhia tem seguido uma estratégia financeira que visa os objetivos principais de: (i) buscar a captação de recursos de longo prazo, para financiar parte relevante dos investimentos, em

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

complementação à geração de caixa interna; (ii) equilibrar o custo financeiro total da dívida; e (iii) preservar seu nível de liquidez que minimize riscos financeiros conjunturais. Considerando o seu perfil de endividamento, a sua capacidade financeira de captação de recursos e de geração de caixa, os diretores entendem que a Companhia não deverá encontrar dificuldades em honrar os seus compromissos financeiros atualmente contratados ou em financiar investimentos futuros.

(d) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas

Para financiar o capital de giro e os investimentos em ativos não-circulantes (capex), a Companhia utiliza-se do caixa gerado por suas atividades, de linhas de financiamento pré-aprovadas por instituições financeiras para capital de giro, bem como de emissão de títulos de dívida, tais como debêntures e notas promissórias.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, a Companhia captou: (i) R\$1.500,0 milhões por meio da 24ª emissão de debêntures; e (ii) R\$215,0 milhões por meio da 6ª emissão de Nota Promissória, os quais foram utilizados para investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, a Companhia captou: (i) R\$300,0 milhões por meio da 22ª emissão de debêntures; (ii) R\$740,0 milhões por meio da 4ª emissão de Nota Promissória; (iii) R\$3.000,0 milhões por meio da 23ª emissão de debêntures; (iv) R\$420,0 milhões por meio de mútuo; e (v) R\$303 milhões por meio de liberações do FINEM, os quais foram utilizados para investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, a Companhia captou: (i) R\$100,0 milhões por meio da 3ª emissão de Nota Promissória; (ii) R\$41,0 milhões por meio da emissão de CCB (cédula de crédito bancário) com Banco ABC; (iii) R\$700,0 milhões por meio da 20ª emissão de debêntures, sendo R\$ 185,9 milhões em caixa e o restante mediante a dação em pagamento de debêntures integrantes da 9ª e 15ª emissão de debêntures da Companhia, nos montantes de R\$ 82,0 milhões e R\$ 432,1 milhões, respectivamente; (iv) R\$271,0 milhões por meio da 21ª emissão de debêntures, (v) R\$ 200,0 milhões por meio de CCB com Banco Safra referente a empréstimo ponte para FINEM; e (vi) R\$ 41,4 milhões por meio de financiamento com a Finep, os quais foram utilizados para investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.

A Companhia mantém um saldo confortável em disponibilidades financeiras, representado por caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo, sendo seu total em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018, respectivamente, de R\$1.285,6 milhões e R\$941,4 milhões. Em 31 de dezembro de 2017 esse saldo era de R\$601,3 milhões.

(e) fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Os Diretores da Companhia esclarecem que a Companhia está atenta a oportunidades de melhoria na gestão e no perfil de endividamento, através de recursos provenientes de financiamentos bancários, como debêntures, cédulas de créditos bancários, *bonds* e mútuos, além de financiamentos provenientes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (“BNDES”) e da Financiadora de Estudos e Projetos (“FINEP”).

Dada a atual estrutura de capital, a Diretoria entende que as fontes de recursos disponíveis (própria e de terceiros) são suficientes para cumprir com suas obrigações operacionais rotineiras. Para a hipótese de eventuais coberturas de deficiência de liquidez em curto prazo, a Companhia pode se utilizar das linhas de crédito pré-aprovadas com instituições financeiras ou através de novas linhas

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

de financiamento. Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 3.037, até 13 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 2.000,0 milhões. Também para capital de giro, a companhia pode fazer uso de empréstimos bancários de curto/médio prazos, e eventualmente operações no mercado de capitais. Tais opções têm se demonstrado plenamente acessíveis à companhia, em decorrência de seu bom perfil de riscos financeiros.

Na contratação de novos financiamentos, a Companhia buscará analisar as opções disponíveis naquele momento, dependendo das condições de mercado, almejando sempre o prazo médio máximo para taxas de juros condizentes.

(f) níveis de endividamento e as características de tais dívidas

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

As informações sobre as operações de empréstimos e financiamentos em moedas nacionais e estrangeiras são:

	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
Moeda Nacional			
FINEP 1 i (a)	1.018	6.917	12.531
FINEP 2 i (b)	55.019	65.579	75.135
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco (c)	-	-	180.060
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (d)	-	-	56.262
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC (e)	-	-	40.303
Cédulas de Crédito Bancário - Safra (f)	-	-	199.421
FINEM - Subcrédito A (g)	-	-	36.508
FINEM - Subcrédito B (g)	-	-	48.091
FINEM - Subcrédito C (g)	-	-	16.551
FINEM - Subcrédito D (g)	-	-	625
FINEM - Subcrédito E (g)	-	-	17.741
FINEM - Subcrédito A (2º protocolo) (h)	-	-	51.143
FINEM - Subcrédito B (2º protocolo) (h)	-	-	59.878
FINEM - Subcrédito C (2º protocolo) (h)	-	-	18.084
FINEM - Subcrédito D (2º protocolo) (h)	-	-	16.999
Nota Promissória - 3ª Emissão (i)	-	-	104.548
Mútuo - Parte relacionada (j)	-	420.873	-
Nota Promissória - 6ª Emissão (k)	218.386	-	-
Outros	-	-	275
Total de Empréstimos e Financiamentos	274.423	493.369	934.155
Circulante	230.884	437.652	461.099
Não Circulante	43.539	55.717	473.056
	274.423	493.369	934.155

Características das operações financeiras:

FINEP – saldo apresentado líquido das subvenções governamentais. O contrato do FINEP 2 (TJLP+5% a.a.) prevê uma redução (benefício de equalização) de 6% sobre a TJLP condicionada a adimplência e execução dos projetos.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Referência	Descrição	Valor de ingresso (R\$ Mil)	Data da emissão ou repactuação	Taxa contratual (a.a.)	Pagamentos juros (Periodicidade)	Amortização do principal (Periodicidade)	Vencimento	Finalidade
a.	FINEP 1	R\$37.096	Fevereiro de 2012	4,0%	Mensal	Mensal (a partir de fevereiro de 2014)	Fevereiro de 2020	Financiamento de projetos de inovação.
b.	FINEP 2	R\$55.301	Abril de 2014	TJLP + 5,0%	Mensal	Mensal (a partir de abril de 2017)	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos.
c.	Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco	R\$600.000	Novembro de 2009	CDI + 1,50%	Semestrais	Anual	Novembro de 2019	Liquidação de valores que eram devidos à Receita Federal e que foram renegociados com a adesão ao Programa REFIS da Receita Federal em novembro de 2009.
d.	Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC	R\$70.000	Mai de 2017	CDI + 3,19%	Semestrais	Anual	Abril de 2020	Reforço de capital de giro
e.	Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC	R\$41.000	Mai de 2017	CDI + 3,19%	Semestrais	Anual	Abril de 2020	Reforço de capital de giro
f.	Cédulas de Crédito Bancário - Safra	R\$200.000	Novembro de 2017	CDI + 2,00%	Mensal	Única	Mai de 2018	Empréstimo-ponte FINEM
g.	FINEM - Subcrédito A FINEM - Subcrédito B FINEM - Subcrédito C FINEM - Subcrédito D FINEM - Subcrédito E	R\$172.000	Fevereiro de 2015	TJLP + 4,22% SELIC + 4,22% 9,50% TJLP SELIC + 3,20%	Trimestral até a carência. A partir desta data, mensal.	Mensal (a partir de outubro de 2015)	Março de 2021	Implementação do programa de investimento, referente ao ano de 2014, objetivando a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica.
h.	FINEM - Subcrédito A (2º protocolo) FINEM - Subcrédito B (2º protocolo) FINEM - Subcrédito C (2º protocolo) FINEM - Subcrédito D (2º protocolo)	R\$67.000 R\$66.999 R\$20.235 R\$22.875	Fevereiro de 2016 Fevereiro de 2016 Fevereiro de 2016 Junho de 2016	TJLP + 4,07% SELIC + 4,15% SELIC + 4,15% 9,50%	Trimestral até a carência. A partir desta data, mensal.	Mensal (a partir de agosto de 2016)	Janeiro de 2022	Programa de investimento objetivando a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica.
i.	Nota Promissória - 3ª Emissão	R\$100.000	Fevereiro de 2017	CDI + 2,85%	Nas mesmas datas da amortização das parcelas do principal	Trimestral (a partir de fevereiro de 2019)	Fevereiro de 2021	Reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas
j.	Mútuo - Parte relacionada	R\$420.000	Dezembro de 2018	6,80%	Única	Única	Dezembro de 2019	Reforço de capital de giro
k.	Nota Promissória - 6ª Emissão	R\$215.000	Setembro de 2019	104% do CDI	Única	Única	Março de 2020	Reforço de capital de giro

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O principal dos empréstimos e financiamentos não circulante, excluindo os efeitos das operações de instrumentos derivativos contratados e dos custos de transação, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

Curva de Amortização dos Emprést. e Financ. - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
2019			222.907
2020		12.326	154.090
2021	12.071	12.026	66.369
2022	12.871	12.826	15.732
2023	13.781	13.737	13.581
2024	4.816	4.802	4.827
	43.539	55.717	477.506

Debêntures

Saldo das debêntures emitidas (Valores em R\$ mil):

	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
9ª Emissão	-	-	14.762
11ª Emissão	-	-	99.519
13ª Emissão	-	-	196.866
14ª Emissão	-	533.096	588.409
15ª Emissão	-	-	34.416
18ª Emissão - 1ª Série	-	-	193.569
18ª Emissão - 2ª Série	-	-	193.515
19ª Emissão	-	-	252.724
20ª Emissão	-	-	700.387
21ª Emissão	-	-	277.207
23ª Emissão - 1ª Série	712.947	714.201	-
23ª Emissão - 2ª Série	1.412.920	1.416.511	-
23ª Emissão - 3ª Série	-	909.155	-
24ª Emissão - 1ª Série	694.008	-	-
24ª Emissão - 2ª Série	793.114	-	-
Total de debentures	3.612.989	3.572.963	2.551.374
Resultado das Operações com instrumento derivativo	(48.607)	-	-
Total de debentures	3.564.382	3.572.963	2.551.374

Circulante	43.898	239.953	534.728
Não Circulante	3.520.484	3.333.010	2.016.646
	3.564.382	3.572.963	2.551.374

Características das emissões:

<u>Características</u>	<u>9ª Emissão - Série Única</u>
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Quantidade de títulos	25.000 debêntures simples
Valor nominal unitário	R\$ 10.000,00
Data de emissão	20 de dezembro de 2005
Vencimento final	20 de agosto de 2018
Atualização monetária	Sem atualização
Repactuação	Não haverá
Remuneração	CDI + 1,12% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral
Amortizações	Anual
Finalidade	Pré-pagamento de dívidas renegociadas entre a Companhia e bancos credores em 2004

Características	11ª Emissão - Série Única	13ª Emissão - Série Única
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Subordinada
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	20.000 debêntures simples	400 debêntures simples
Valor nominal unitário	R\$ 10.000,00	R\$ 1.000.000,00
Data de emissão	01 de novembro de 2007	14 de maio de 2010
Vencimento final	01 de novembro de 2018	14 de maio de 2020
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI + 1,75% a.a.	CDI + 1,50% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Anual	Anual
Finalidade	Realização de investimentos no sistema de distribuição	Pagamento dos Bonds denominados em reais, emitidos pela Companhia em junho de 2005 e vencidos em junho de 2010, e para financiamento de parte dos investimentos de 2010

Características	14ª Emissão - Série Única	15ª Emissão - Série Única
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	600 debêntures simples	75.000 debêntures simples
Valor nominal unitário	R\$ 1.000.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	28 de novembro de 2011	09 de outubro de 2012
Vencimento final	28 de novembro de 2021	09 de outubro de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI + 1,50% a.a.	CDI + 1,24% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Anual	Anual

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Finalidade	Recomposição do caixa em virtude das amortizações de dívida referentes a 2011 e 2012	Pagamento antecipado da 10ª Emissão de Debêntures, 12ª Emissão de Debêntures e Cédulas de Crédito Bancário (CCB's e Citibank S.A.)
Características	18ª Emissão 1ª Série	18ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	200 debêntures simples	200 debêntures simples
Valor nominal unitário	R\$ 1.000.000,00	R\$ 1.000.000,00
Data de emissão	14 de julho de 2015	14 de julho de 2015
Vencimento final	14 de julho de 2022	14 de julho de 2022
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI + 2,85% a.a.	CDI + 2,85% a.a.
Exigibilidade de juros	Trimestral	Trimestral
Amortizações	Trimestral	Trimestral
Finalidade	Reforço de capital de giro, refinanciamento de dívidas e investimentos nos exercícios sociais de 2015, 2016 e 2017	Reforço de capital de giro, refinanciamento de dívidas e investimentos nos exercícios sociais de 2015, 2016 e 2017
Características	19ª Emissão - Série Única	20ª Emissão - Série Única
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	320 debêntures simples	700.000.000 debêntures simples
Valor nominal unitário	R\$ 1.000.000,00	R\$ 1,00
Data de emissão	07 de dezembro de 2015	12 de abril de 2017
Vencimento	07 de julho de 2021	12 de abril de 2021
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI + 2,95% a.a.	120% do CDI
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	2 parcelas ao ano	Anual
Finalidade	(i) Resgate antecipado obrigatório das Notas promissórias – 2ª Emissão; (ii) recomposição de caixa referente aos pagamentos das parcelas de principal vencidas em 2015 e 2016 da CCB Bradesco e da parcela de principal vencida em 2016 da 13ª emissão de debêntures	Reperfilamento do passivo da Companhia e reforço de capital de giro
Características	21ª Emissão - Série Única	23ª Emissão 1ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Quantidade de títulos	271.000.000 debêntures simples	704.052 debêntures simples
Valor nominal unitário	R\$ 1,00	R\$ 1.000,00
Data de emissão	20 de julho de 2017	13 de setembro de 2018
Vencimento	20 de julho de 2022	13 de setembro de 2021
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI + 2,95% a.a.	108,25% do CDI
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	Semestral	Parcela única
Finalidade	Reforço de capital de giro e refinanciamento do passivo da Companhia.	Refinanciamento do passivo da Companhia e pré-pagamento de dívidas

Características	23ª Emissão 2ª Série	23ª Emissão 3ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	1.395.948 debêntures simples	900.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Data de emissão	13 de setembro de 2018	13 de setembro de 2018
Vencimento final	13 de setembro de 2023	13 de setembro de 2025
Atualização monetária	Sem atualização	Sem atualização
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	111% CDI	100% CDI + 1,45% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	2 parcelas Anuais	3 parcelas Anuais
Finalidade	Refinanciamento do passivo da Companhia e pré-pagamento de dívidas	Refinanciamento do passivo da Companhia e pré-pagamento de dívidas

Características	24ª Emissão 1ª Série	24ª Emissão 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	700.000 debêntures simples	800.000 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 1.000,00	R\$ 1.000,00
Data de emissão	26 de junho de 2019	26 de junho de 2019
Vencimento Final	15 de maio de 2025	15 de maio de 2026
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI + 0,80% a.a	IPCA + 4,0134% a.a
Exigibilidade de juros	Semestral	Semestral
Amortizações	2 parcelas	Parcela única
Finalidade	Alongamento do perfil de endividamento e investimento em projetos de expansão, renovação ou melhoria no sistema de Distribuição de Energia Elétrica.	Alongamento do perfil de endividamento e investimento em projetos de expansão, renovação ou melhoria no sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

Curva de Amortização das Debêntures - LP (R\$ Mil)	Exercício findo em 31/12/2019	Exercício findo em 31/12/2018	Exercício findo em 31/12/2017
2019			477.264
2020		180.000	737.598
2021	704.052	884.052	662.078
2022	697.974	697.974	166.652
2023	697.974	997.974	-
2024	350.000	300.000	-
2025 em diante	1.159.081	300.000	-
	3.609.081	3.360.000	2.043.592

ii. outras relações de longo prazo mantidas com instituições financeiras

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia não possui outras relações de longo prazo mantidas com instituições financeiras, além daquelas já descritas no item 10.1(f)(i) deste Formulário de Referência.

iii. grau de subordinação entre as dívidas da Companhia

A Diretoria entende que não há condição de subordinação entre as dívidas vigentes na Companhia nos últimos três exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017. Entretanto, a Companhia possui dívidas de natureza quirografária.

Em eventual concurso universal de credores, na hipótese de uma eventual instauração de procedimento de recuperação judicial ou extrajudicial, a subordinação entre as obrigações registradas no passível exigível acontecerá de acordo com a Lei n.º 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, que atualmente compõe a seguinte ordem de preferência: (i) obrigações sociais e trabalhistas; (ii) impostos a recolher; (iii) arrendamento mercantil (garantia real); (iv) empréstimos e financiamentos; (v) crédito quirografários; (iv) créditos subordinados; e (viii) dividendos e juros sobre capital próprio.

iv. restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições.

Conforme descrito nos contratos de dívida, o descumprimento dos parâmetros referentes aos índices anteriormente descritos (item 10.1(c)) por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

Os contratos de debêntures de longo prazo da Companhia contêm cláusulas de vencimento antecipado cruzado (*cross acceleration*), de modo que o vencimento antecipado de um dos contratos poderá acarretar a antecipação do vencimento de outros contratos.

Até esta data, a Companhia não havia descumprido nenhum dos índices econômico-financeiros (*covenants* financeiros) mencionados no item 10.1 (c), nem apresenta risco de descumprimento. Adicionalmente, não há registro de qualquer default contratual por parte da Companhia. Segue no quadro abaixo os contratos financeiros da Companhia e suas cláusulas restritivas e de vencimento antecipado cruzado:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

N.º	Contrato	Outra Parte	Principais Cláusulas Contratuais Restritivas
1.	Contrato de financiamento 0.2.12.0028.00 entre a financiadora de estudos e projetos - FINEP e ELETROPAULO Metropolitana eletricidade de São Paulo S.A	FINEP	<p>Destinação de recursos: aplicação dos recursos do financiamento em finalidade diversa da prevista na CLÁUSULA SEGUNDA- OBJETIVO, sem prejuízo de poder a Finep comunicar esse fato ao Ministério Público Federal, para os fins e efeitos da Lei nº 7.492, de 16.06.86;</p> <p>Redução do quadro de pessoal gerado pelo projeto</p> <p>Sentença Jurídica: existência de sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos, que importem em discriminação de raça ou de gênero, trabalho infantil, escravo, assédio moral ou sexual, ou crime contra o meio ambiente</p> <p>Controle acionário: alteração do controle efetivo, direto ou indireto, da FINANCIADA que, a juízo da FINEP, possa comprometer o regular desenvolvimento do PROJETO e/ou inviabilizar a fiel execução do PROJETO</p> <p>Alteração no estatuto ou mudança de controle acionário: a inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da FINANCIADA, ou, ainda, a inclusão naqueles documentos, de dispositivo que importe em: i. restrições à capacidade de crescimento da FINANCIADA ou ao seu desenvolvimento tecnológico; ii. restrições de acesso da FINANCIADA a novos mercados; ou iii. restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação.</p>
2.	Contrato de financiamento 02.14.0091.00 entre a financiadora de estudos e projetos - FINEP e ELETROPAULO Metropolitana eletricidade de São Paulo S.A	FINEP	<p>Destinação de recursos: aplicação dos recursos do financiamento em finalidade diversa da prevista na CLÁUSULA SEGUNDA- OBJETIVO, sem prejuízo de poder a Finep comunicar esse fato ao Ministério Público Federal, para os fins e efeitos da Lei nº 7.492, de 16.06.86;</p> <p>Redução do quadro de pessoal gerado pelo projeto</p> <p>Sentença Jurídica: existência de sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos, que importem em discriminação de raça ou de gênero, trabalho infantil, escravo, assédio moral ou sexual, ou crime contra o meio ambiente</p> <p>Controle acionário: alteração do controle efetivo, direto ou indireto, da FINANCIADA que, a juízo da FINEP, possa comprometer o regular desenvolvimento do PROJETO e/ou inviabilizar a fiel execução do PROJETO</p> <p>Alteração no estatuto ou mudança de controle acionário: a inclusão, em acordo societário, estatuto ou contrato social da FINANCIADA, ou, ainda, a inclusão naqueles documentos, de dispositivo que importe em: i. restrições à capacidade de crescimento da FINANCIADA ou ao seu desenvolvimento tecnológico; ii. restrições de acesso da FINANCIADA a novos mercados; ou iii. restrições ou prejuízo à capacidade de pagamento das obrigações financeiras decorrentes desta operação.</p>
3.	Nota Promissória Comercial- 6 emissão Serie única Código ISIN: BRELPLNFM0G5	Titulares das Notas Promissórias	<p>Limite de endividamento: Dívida Líquida / EBITDA superior a 3,5</p> <p>Protesto de Títulos: Ter protestos de títulos, no valor acima de 90 milhões de reais</p> <p>Redução de capital social: redução do capital social da Emissora sem observância do disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto para absorção de prejuízos acumulados, ou se tiver sido previamente aprovada pela maioria dos titulares das Notas Promissórias</p> <p>Mudança de controle acionário: alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos titulares das Notas Promissórias</p> <p>Mudança de objeto social: se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes</p>
4.	Escritura da 23ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia adicional Fidejussória em até 3 (três) séries, para distribuição pública com esforços restritos, da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	Debenturistas	<p>Limite de endividamento: Dívida Financeira Líquida / EBITDA não deverá ser maior que 3,50, por 2 trimestres consecutivos, exigível a partir do 2 trimestre de 2018 até a data de vencimento da Escritura.</p> <p>Transferência de Controle: Alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's. Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Fiadora deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;</p> <p>Redução de capital social: redução do capital social da Emissora sem observância do disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto para absorção de prejuízos acumulados, ou se tiver sido previamente aprovada pela maioria dos Debenturistas;</p> <p>Mudança de controle acionário: alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos debenturistas, representando no mínimo, 66% (sessenta e seis por cento) das Debêntures da respectiva série, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: decretação de vencimento antecipado de qualquer dívida financeira que esteja sujeita a Emissora e/ou a Fiadora, ou qualquer acordo do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais), exceto de sanado no prazo máximo de 3 dias úteis contados do inadimplemento, ou por medidas legais e/ou judiciais.</p> <p>Protesto de Títulos: contra a Emissora existe protesto de títulos com valor não pago, individual ou global, maior que R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais), não regularizado em 15 dias úteis contados da data do respectivo protesto</p>
5.	Escritura da 24ª Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em até 3 (três) séries, para distribuição pública com esforços restritos, da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	Debenturistas	<p>Limite de endividamento: Dívida Financeira Líquida / EBITDA não deverá ser maior que 3,50, por 2 trimestres consecutivos, exigível a partir do 2 trimestre de 2019 até a data de vencimento da Escritura.</p> <p>Transferência de Controle: Alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's. Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Fiadora deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora;</p> <p>Redução de capital social: redução do capital social da Emissora sem observância do disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto para absorção de prejuízos acumulados, ou se tiver sido previamente aprovada pela maioria dos Debenturistas;</p> <p>Mudança de controle acionário: alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos debenturistas, representando no mínimo, 66% (sessenta e seis por cento) das Debêntures da respectiva série, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas.</p> <p>Vencimento Antecipado Cruzado: decretação de vencimento antecipado de qualquer dívida financeira que esteja sujeita a Emissora e/ou a Fiadora, ou qualquer acordo do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais), exceto de sanado no prazo máximo de 3 dias úteis contados do inadimplemento, ou por medidas legais e/ou judiciais.</p> <p>Protesto de Títulos: contra a Emissora existe protesto de títulos com valor não pago, individual ou global, maior que R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais), não regularizado em 15 dias úteis contados da data do respectivo protesto</p>

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(g) limites de utilização dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Financiamentos e empréstimos de longo prazo contratados com percentuais utilizados nos três últimos exercícios sociais (2019, 2018, 2017):

Contratos	Objeto	Valor Total (R\$ mil)	Plano de Investimento	Data de contratação	Desembolso em 2017	Desembolso em 2018	Desembolso em 2019	Desembolso total	Garantias
Empréstimos e Financiamentos									
FINEP 1*	Projeto de Inovação	37.096	-	Fev/2012	0%	0%	0%	100%	Fiança bancária
FINEP 2*	Desenvolvimento de projetos	55.301	-	Abr/2014	0%	0%	0%	100%	Fiança bancária
Cédulas de Crédito Bancário - Bradesco*	Liquidação de valores que eram devidos à Receita Federal e que foram renegociados com a adesão ao Programa REFIS da Receita Federal em novembro de 2009	600.000	-	Nov/2009	0%	0%	0%	100%	-
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC	Reforço de capital de giro	70.000	-	Mai/2017	100%	0%	0%	100%	-
Cédulas de Crédito Bancário - Banco ABC	Reforço de capital de giro	41.000	-	Mai/2017	100%	0%	0%	100%	-
Cédulas de Crédito Bancário - Safra	Empréstimo-ponte FINEM	200.000	-	Nov/2017	100%	0%	0%	100%	-
FINEM*	Implementação do programa de investimento, referente ao ano de 2014, objetivando a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica.	172.000	-	Fev/2015	0%	0%	0%	100%	-
FINEM - 2º Protocolo*	Programa de investimento objetivando a expansão e melhorias no sistema de distribuição de energia elétrica.	177.109	-	Fev/2016	0%	0%	0%	100%	-
Mútuo - Parte relacionada	Reforço de capital de giro	420.000	-	Dez/2018	0%	100%	0%	100%	-
Nota promissória - 3ª Emissão	Reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas	100.000	-	Fev/2017	100%	0%	0%	100%	-
Nota promissória - 6ª Emissão	Reforço de capital de giro	215.000	-	Set/2019	0%	0%	100%	100%	-

* Recursos liberados e utilizados em exercícios anteriores a 2017

Os diretores da Companhia esclarecem que todos os recursos obtidos com os empréstimos e financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos. Além disso, os recursos dos empréstimos da FINEP foram liberados de acordo com o cronograma físico-financeiro dos projetos aprovados.

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

O balanço patrimonial, as demonstrações do resultado e os fluxos de caixa da Companhia estão apresentados e detalhados a seguir. Em função do arredondamento em milhões, alguns itens podem não perfazer precisamente o montante divulgado nas Demonstrações Contábeis para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017. As informações referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 estão sendo reapresentadas no presente Formulário de Referência, em conformidade às demonstrações financeiras reapresentadas para estes períodos, devido a alterações nas práticas contábeis. Para maiores detalhes, vide item 10.4.b.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

COMPARAÇÃO ENTRE OS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E DE 2018

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019			Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
(em R\$ milhares, exceto %)					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	14.704	100%	1,5%	14.489,8	100,0%
CUSTOS OPERACIONAIS					
<i>Custo com Energia Elétrica</i>					
Energia elétrica comprada para revenda	(7.940,7)	-54,0%	-1,7%	(8.075,5)	-55,7%
Energia elétrica comprada para revenda – PROINFA	(292,9)	-2,0%	14,9%	(254,9)	-1,8%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(1.672,8)	-11,4%	5,9%	(1.579,1)	-10,9%
<i>Custo de Operação</i>					
Pessoal e Administradores	(739,8)	-5,0%	-27,2%	(1.016,1)	-7,0%
Entidade de previdência privada	(26,5)	-0,2%	28,2%	(20,7)	-0,1%
Serviços de terceiros	(509,3)	-3,5%	-14,7%	(596,9)	-4,1%
Material	(58,7)	-0,4%	-18,1%	(71,7)	-0,5%
Custo de construção	(730,8)	-5,0%	-42,3%	(1.266,2)	-8,7%
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(231,4)	-1,6%	303%	(57,4)	-0,4%
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	(57,7)	-0,4%	-79,2%	(277,4)	-1,9%
Depreciação e amortização	(650)	-4,4%	16,3%	(558,9)	-3,9%
Outras despesas operacionais	(75,2)	-0,5%	-56,5%	(172,9)	-1,2%
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(12.985,9)	-88,3%	-6,9%	(13.947,5)	-96,3%
RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)	1.718,2	11,7%	216%	542,3	3,7%
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	316,7	2,2%	79,6%	176,4	1,2%
Despesas financeiras	(866,3)	-5,9%	-25,9%	(1.168,4)	-8,1%
Variações cambiais, líquidas	(0,8)	0,0%	-181,0%	0,9	0,0%
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	(550,4)	-3,7%	-44,5%	(991,1)	-6,8%
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	1.167,8	7,9%	n.a	(448,8)	-3,1%
Contribuição social diferida	(109,3)	-0,7%	-409,2%	35,4	0,2%
Imposto de renda diferido	(303,7)	-2,0%	-409,2%	98,2	0,7%
TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	(390,7)	-2,7%	-392,5%	133,6	0,9%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	777,0	5,3%	n.a	(315,2)	-2,2%

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Abaixo segue descrição da receita operacional bruta da Companhia, classificada por tipo de cliente:

Receita Operacional Bruta (em R\$ milhões)	2019			2018	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
Residencial	10.991,6	45,5%	9,8%	10.014,2	41,6%
Industrial	1.750,5	7,2%	-0,5%	1.758,5	7,3%
Comercial	6.669,6	27,6%	9,7%	6.080,8	25,2%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	1.485,8	6,1%	38,2%	1.075,4	4,5%
Ativo e passivo financeiro setorial	318,3	1,3%	79,9%	1.584,7	6,6%
Receita de construção	730,8	3,0%	-42,3%	1.266,2	5,3%
Outros	2.233,5	9,2%	-3,6%	2.317,7	9,6%
Total	24.179,8	100%	0,3%	24.097,5	100,0%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foi de R\$24.179,8 milhões e R\$24.097,5 milhões, respectivamente, sendo composta substancialmente pela receita relacionada ao fornecimento e distribuição de energia elétrica. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 0,3% é explicado principalmente:

- I. impacto positivo devido ao (i) aumento de R\$ 2.888,9 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo bandeiras tarifárias e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição – para consumidores cativos; (ii) aumento de R\$ 410,4 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres em função da migração de clientes, efeitos parcialmente compensados por:
- II. impacto negativo devido (i) redução de R\$ 1.101,1 milhões em outras receitas afetadas principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período; (ii) redução de R\$ 535,4 milhões em receita de construção em função dos menores investimentos realizados no período; (iii) redução de R\$ 180,4 milhões com receita proveniente da venda de energia no curto prazo e mecanismo de venda de excedente; e (iv) aumento de R\$ 12,7 milhões com penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI).

O volume total de energia vendida aos clientes cativos da Companhia foi de 32.289 GWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, comparado com 32.230,3 GWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 0,2% na energia vendida para os clientes cativos, e de 1,0% no total de energia vendida e transportada foi causada principalmente pela migração de clientes do ambiente de contratação regulada para o ambiente de contratação livre, e pelos dias de faturamento a mais em 2019.

Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas: (i) pelos encargos setoriais (Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) e Encargos do consumidor (PROINFA) e Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT); e (ii) pelos tributos (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (“ICMS”), Programa de Integração Social (“PIS”), Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (“COFINS”) e Imposto sobre Serviços (“ISS”).

As deduções da receita operacional da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 9.475,8 milhões e R\$9.607,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a diminuição de 1,4% é explicado principalmente por:

- I. maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 327,9 milhões devido ao maior faturamento no período;
- II. aumento de R\$ 3,2 milhões da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e
- III. aumento de R\$ 11,8 milhões em Encargos do consumidor – PROINFA, parcialmente compensada por;
- IV. redução de R\$ 334,2 milhões da conta CDE; e
- V. redução de R\$ 251,3 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias registradas no período.

Receita operacional líquida

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 a receita operacional líquida da Companhia foi de R\$ 14.704,0 milhões, montante 1,5% superior à registrada no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, que foi de R\$14.489,8 milhões.

CUSTOS OPERACIONAIS

Energia elétrica comprada para revenda (incluindo PROINFA)

O volume de energia apresentou um aumento de 1,6%, de 39.258,0 GWh em 2018 para 39.896,8 GWh em 2019. Não obstante, os custos da Companhia com energia elétrica comprada para revenda (incluindo PROINFA) nesse período reduziram para R\$8.233,6 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 de R\$8.330,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Os diretores da Companhia entendem que a diminuição da energia elétrica comprada para revenda (incluindo PROINFA) de 1,2%, comparando-se os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018, ocorreu principalmente por:

- I. diminuição em R\$ 705,9 milhões referentes aos custos com Risco Hidrológico. Este efeito foi parcialmente compensado pelo;
- II. aumento de R\$ 71,6 milhões referentes a Itaipu, como consequência da desvalorização do real, frente ao dólar;
- III. maiores custos em R\$ 38,0 milhões relacionados ao PROINFA e;
- IV. aumento nos custos com compra de energia (CCEE, CCEAR e Quotas) em R\$ 424,6 milhões, decorrente, em parte, da contratação do Mecanismo de Venda de Excedentes em 2019;

Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição

Os custos da Companhia com encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$1.672,8 milhões e R\$1.579,1 milhões, respectivamente, representando um aumento de 5,9%. Os diretores da Companhia entendem que esta variação é explicada principalmente por:

- I. efeito negativo causado pela queda de R\$ 197,8 milhões em recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER);
- II. Aumento de R\$ 9,5 milhões no transporte de energia Furnas/Itaipu e
- III. Aumento dos custos da conexão da Rede Básica com a CTEEP, em R\$ 7,7 milhões. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela
- IV. diminuição dos custos com Encargos do Serviço do Sistema em R\$ 64,2 milhões e
- V. menores custos com a Rede Básica em R\$ 17,5 milhões.

Pessoal e Administradores

Os custos com pessoal e administradores nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 739,8 milhões e R\$1.016,1 milhões, respectivamente, representando uma redução de -27,2% ou R\$276,5 milhões. Os diretores da Companhia entendem que esta variação ocorreu, principalmente, em função do provisionamento em 2018 de verbas rescisórias relacionadas ao Programa de Saída Voluntária (PSV), e respectiva redução nas despesas com remuneração ao longo de 2019.

Materiais e serviços de terceiros

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os custos com materiais e serviços de terceiros nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 568,0 e R\$668,6 milhões, respectivamente, representando uma redução de 15,0% ou R\$ 100,6 milhões em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Os diretores da Companhia entendem que essa variação é explicada, principalmente em função principalmente de ganhos de eficiência nos processos de atendimento ao cliente e menores despesas com assessoria financeira e jurídica relacionada a OPA/Follow-On realizado em 2018.

Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa

As despesas advindas das perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 231,4 e R\$57,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a alta de 303% foi ocasionada principalmente pela mudança de estimativa contábil com adequação da metodologia contábil em padronização às práticas do grupo Enel, e ao aumento da receita de fornecimento em 2019 comparada ao ano anterior.

Provisão para processos judiciais e outros

As provisões para processos judiciais e outros, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 57,7 milhões e R\$277,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a variação de 79,2% foi ocasionada principalmente pela adequação de premissas e metodologia do grupo Enel, realizada em 2018, que impactou em aproximadamente R\$ 77 milhões o resultado de 2018.

Outras despesas operacionais

As outras despesas operacionais nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 75,2 milhões e R\$172,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 56,5% se deve principalmente pelo impacto positivo de R\$ 23,2 milhões em arrendamentos e aluguéis, devido a adoção do CPC06/IFRS 16.

Custo de construção

As despesas com custo de construção nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$730,8 e R\$1.266,2 milhões, respectivamente, representando uma redução de 42,3%.

Depreciação e amortização

As despesas com depreciação e amortização nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$650 milhões e R\$558,9 milhões, respectivamente, representando um aumento de 16,3%.

RESULTADO FINANCEIRO

Receitas financeiras

As receitas financeiras da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 316,7 milhões e R\$176,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 79,6% é explicado principalmente pelo:

- I. maior receita com atualização monetária do ativo financeiro setorial em R\$ 74,3 milhões;
- II. efeito positivo de PIS/Cofins sobre receita financeira, no valor de R\$ 42,5 milhões;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- III. aumento na receita com atualização de créditos tributários em R\$ 21,9 milhões, devido a reconhecimento de créditos tributários decorrentes da dedução, em dobro, das despesas incorridas com o PAT desde 2006

Despesas financeiras

As despesas financeiras da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foram de R\$ 866,3 milhões e R\$1.168,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 25,9% é explicada principalmente pela:

- I. redução nas despesas com encargos da dívida, em R\$ 103,1 milhões, resultado das operações de Liability Management executadas em 2018 e 2019 e da queda na taxa de juros média do período (CDI médio), de 5,94% em 2019 contra 6,47% em 2018;
- II. impacto positivo de P&D, eficiência energética e energia livre, decorrente de atualização monetária no valor de R\$ 22,9 milhões;

TRIBUTOS SOBRE O LUCRO

Os impactos na demonstração do resultado, relativamente aos tributos sobre o lucro nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 2018 foi uma despesa de R\$ 390,7 milhões e receita de R\$133,6 milhões, respectivamente, representando uma variação de R\$ 524,28 milhões. Os diretores da Companhia entendem que a variação entre os exercícios sociais é justificada principalmente pela maior base tributável registrada no período, compensado por crédito de IR a recuperar, no valor de R\$ 22,3 milhões registrados no primeiro trimestre de 2019, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT 9 desde 2006, bem como respectiva compensação do IRPJ.

LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO

Pelas razões acima, o lucro (prejuízo) líquido da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$777,0 milhões, representando um aumento de R\$1.092,3 milhões em relação ao mesmo período de 2018, quando a Companhia atingiu um prejuízo líquido de R\$315,2 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**COMPARAÇÃO ENTRE OS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E DE 2017**

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS (em R\$ milhares, exceto %)	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018			Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	14.489,8	100,0%	10,8%	13.083,2	100,0%
CUSTOS OPERACIONAIS					
<i>Custo com Energia Elétrica</i>					
Energia elétrica comprada para revenda	(8.075,5)	-55,7%	6,8%	(7.562,0)	-57,8%
Energia elétrica comprada para revenda – PROINFA	(254,9)	-1,8%	5,6%	(241,3)	-1,8%
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(1.579,1)	-10,9%	67,2%	(944,3)	-7,2%
<i>Custo de Operação</i>					
Pessoal e Administradores	(1.016,1)	-7,0%	23,6%	(821,9)	-6,3%
Entidade de previdência privada	(20,7)	-0,1%	12,5%	(18,4)	-0,1%
Serviços de terceiros	(596,9)	-4,1%	5,9%	(563,4)	-4,3%
Material	(71,7)	-0,5%	16,6%	(61,5)	-0,5%
Custo de construção	(1.266,2)	-8,7%	22,3%	(1.035,0)	-7,9%
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(57,4)	-0,4%	-73,8%	(219,4)	-1,7%
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	(277,4)	-1,9%	505,7%	(45,8)	-0,4%
Depreciação e amortização	(558,9)	-3,9%	6,6%	(524,1)	-4,0%
Outras despesas operacionais	(172,9)	-1,2%	102,2%	(85,5)	-0,7%
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(13.947,5)	-96,3%	15,1%	(12.122,5)	-92,7%
RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)	542,3	3,7%	-43,6%	960,7	7,3%
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas financeiras	176,4	1,2%	-25,7%	237,4	1,8%
Despesas financeiras	(1.168,4)	-8,1%	-53,5%	(2.511,2)	-19,2%
Variações cambiais, líquidas	0,9	0,0%	800,0%	0,1	0,0%
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	(991,1)	-6,8%	-56,4%	(2.273,7)	-17,4%
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	(448,8)	-3,1%	-65,8%	(1.313,0)	-10,0%
Contribuição social diferida	35,4	0,2%	-69,4%	115,5	0,9%
Imposto de renda diferido	98,2	0,7%	-69,4%	320,9	2,5%
TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	133,6	0,9%	-69,4%	436,4	3,3%
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(315,2)	-2,2%	-64,0%	(876,6)	-6,7%

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

Abaixo segue descrição da receita operacional bruta da Companhia, classificada por tipo de cliente:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita Operacional Bruta (em R\$ milhões)	2018			2017	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
Residencial	10.014,2	41,6%	9,8%	9.121,1	42,3%
Industrial	1.758,5	7,3%	3,3%	1.702,5	7,9%
Comercial	6.080,8	25,2%	6,9%	5.689,1	26,4%
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	1.075,4	4,5%	9,2%	984,9	4,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	1.584,7	6,6%	30,3%	1.216,2	5,6%
Receita de construção	1.266,2	5,3%	22,3%	1.035,0	4,8%
Outros	2.317,7	9,6%	26,8%	1.827,3	8,5%
Total	24.097,5	100,0%	11,7%	21.576,1	100,0%

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foi de R\$24.097,5 milhões e R\$21.576,1 milhões, respectivamente, sendo composta substancialmente pela receita relacionada ao fornecimento e distribuição de energia elétrica. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 11,7% é explicado principalmente por (i) aumento de R\$ 1.476,2 milhões da receita faturada e não faturada, incluindo bandeiras, e TUSD para consumidores cativos; (ii) maior receita com ativo e passivo financeiro setorial no valor de R\$ 368,5 milhões em função da maior CVA no período; (iii) maior receita com venda de energia no curto prazo no valor de R\$ 272,4 milhões; (iv) aumento com receita de construção no montante de R\$ 231,2 milhões devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão, com foco na melhoria dos serviços prestados; e (v) maior receita com a TUSD3 paga pelos consumidores livres no valor de R\$ 90,5 milhões, explicado principalmente pela migração de clientes para o ACL.

O volume total de energia vendida aos clientes cativos da Companhia foi de 32.230,3 GWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, comparado com 32.776,3 GWh no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 1,7% na energia vendida foi causada principalmente (i) pelos efeitos da migração de clientes para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL") (-593,3 GWh) e de retorno ao ACR (+56,3 GWh); (ii) dias a menos na escala de faturamento entre classes (0,7 dia, ou -65,1 GWh). Quando ajustados esses efeitos, o mercado cativo teria um crescimento de 0,2%. O mercado livre totalizou 10.647,4 GWh em 2018, um aumento de 4,3% comparado ao ano de 2017, refletindo a migração de 296 e 133 clientes para o ambiente de contratação livre em 2017 e 2018, respectivamente.

Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas: (i) pelos encargos setoriais (Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e Encargos do consumidor (PROINFA) e Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT); e (ii) pelos tributos (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços ("ICMS"), Programa de Integração Social ("PIS"), Contribuição para Financiamento da Seguridade Social ("COFINS") e Imposto sobre Serviços ("ISS").

As deduções da receita operacional da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$9.607,7 milhões e R\$8.492,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 13,1% é explicado principalmente (i) maiores encargos da CDE no montante de R\$ 593,7 milhões; e (ii) aumento de R\$ 515,6 milhões de ICMS e PIS/COFINS, impactado por créditos retroativos de PIS/COFINS, reconhecidos em 2017, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Receita operacional líquida

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 a receita operacional líquida da Companhia foi de R\$14.489,8 milhões, montante 10,8% superior à registrada no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, que foi de R\$13.083,2 milhões. Os diretores da Companhia entendem que essa variação é explicada basicamente pelo (i) aumento da receita faturada e não faturada, incluindo bandeiras, e TUSD para consumidores cativos; (ii) maior receita com ativo e passivo financeiro setorial; (iii) maior receita com venda de energia no curto prazo; (iv) aumento com receita de devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão, com foco na melhoria dos serviços prestados; (v) maior receita com a TUSD paga pelos consumidores livres, compensado pelos impostos incidentes na receita líquida, conforme explicado anteriormente.

CUSTOS OPERACIONAIS

Energia elétrica comprada para revenda (incluindo PROINFA)

O volume de energia apresentou uma retração de 0,28%, de 39.367,2 GWh em 2017 para 39.258,0 GWh em 2018. Não obstante, os custos da Companhia com energia elétrica comprada para revenda (incluindo PROINFA) nesse período aumentaram para R\$8.330,4 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 de R\$7.803,3 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. Os diretores da Companhia entendem que o aumento da energia elétrica comprada para revenda (incluindo PROINFA) de 6,8%, comparando-se os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017, ocorreu principalmente por:

- Maior custo com compra de energia no valor de R\$ 617,7 milhões incluindo CCEE, CCEAR, Angra, quotas de garantia física e Proinfa;
- Aumento de R\$ 222,8 milhões com compra de Itaipu, decorrente da maior tarifa média e desvalorização cambial do real frente ao dólar, no ano de 2018 em comparação a 2017; e foi parcialmente compensado por:
- Redução de R\$ 257,3 milhões com Risco Hidrológico, em função da performance da hidrologia no período; e maior crédito de PIS/COFINS no valor de R\$ 55,7 milhões.

Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição

Os custos da Companhia com encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$1.579,1 milhões e R\$944,3 milhões, respectivamente, representando um aumento de 67,2%. Os diretores da Companhia entendem que esta variação é explicada principalmente por (i) aumento do custo com uso da rede básica, incluindo conexão da rede básica com a CTEEP, em R\$ 469,5 milhões principalmente devido ao aumento nas tarifas decorrentes da indenização de investimentos realizados por transmissoras que renovaram concessão em 2013, aplicados no reajuste tarifário de 2017; (ii) pelo menor montante de recursos recebidos da Conta de Energia Reserva ("CONER") no valor de R\$ 111,8 milhões, impactado pela redução dos recebimentos de excedente da Conta; (iii) maiores despesas no montante de R\$ 82,2 milhões referente ao transporte de energia – Furnas/Itaipu em função da referida indenização às transmissoras; (iv) maior despesa com Encargos do Serviço do Sistema ("ESS") no valor de R\$ 28,9 milhões, em função do maior despacho por segurança energética; parcialmente compensado pelos maiores créditos de PIS/COFINS no valor de R\$ 67,4 milhões.

Pessoal e Administradores

Os custos com pessoal e administradores nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$1.016,1 milhões e R\$821,9 milhões, respectivamente, representando

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

um aumento de 23,6% ou R\$194,2 milhões. Os diretores da Companhia entendem que esta variação ocorreu, principalmente, em função do (i) incremento de R\$ 177,0 milhões relacionadas ao provisionamento de verbas rescisórias, incluindo as relacionadas ao Programa de Saída Voluntária ("PSV"), FGTS e ao Programa de Incentivo à Aposentadoria ("PIA"); (ii) aumento de R\$ 21,3 milhões com benefícios e assistência médica, sendo R\$ 15,7 milhões referente a assistência médica e R\$ 5,6 milhões referente impacto do dissídio coletivo nos benefícios; (iii) aumento de R\$ 20,4 milhões do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial; (iv) aumento de R\$ 6,7 milhões referentes a nova governança corporativa adotada pela Companhia; parcialmente compensada pelo: (i) aumento da capitalização de mão de obra própria, no valor de R\$ 26,9 milhões, devido ao incremento do volume de investimentos.

Entidade de previdência privada

Os custos com entidade de previdência privada nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$20,7 milhões e R\$18,4 milhões, respectivamente, representando um aumento de 12,5% em virtude, principalmente, da redução da taxa de desconto de 5,80% a.a (em 2016 com impacto em 2017) versus 5,30% a.a (em 2017 com impacto em 2018), impactando o cálculo do valor presente de contribuições futuras.

Materiais e serviços de terceiros

Os custos com materiais e serviços de terceiros nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$668,6 milhões e R\$624,9 milhões, respectivamente, representando um aumento de 5,9% ou R\$ 43,7 milhões em comparação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. Os diretores da Companhia entendem que essa variação é explicada, principalmente em função do (i) aumento com assessoria financeira e jurídica relacionada a emissão de ações (follow-on) e Oferta Pública de Aquisição de Ações ("OPA"); (ii) a menor capitalização de frota; (iii) aumento com despesas relacionadas à integração da marca da Companhia ao Grupo Enel pós-OPA; (iv) aumento de despesas relacionadas a segregação de estruturas, pós-migração para o segmento de Novo Mercado da B3, incluindo aquisição de licenças, parcialmente compensadas por: (i) revisão de processos com impacto positivo, sendo principalmente devido a alteração no modelo de contratação de call center; e em função do processo de internalização de equipes de atendimento técnico comercial; (ii) honorários advocatícios, em 2017, decorrente do acordo com a Eletrobrás.

Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa

As despesas advindas das perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$57,4 milhões e R\$219,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a queda de 73,8% foi ocasionada principalmente pela redução de R\$ 161,9 milhões com PECLD, refletindo principalmente a mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo Grupo Enel, prospectivamente. A metodologia aplicada pelo grupo amplia o prazo de recuperação para 3,5 anos para a classe Residencial e 5 anos para as demais classes. Antes da mudança da estimativa contábil para adequação ao grupo, a Companhia baixava as contas a receber segundo o critério fiscal e aplicava os percentuais históricos de não arrecadação sobre o saldo em aberto em cada data-base. Os diretores da Companhia avaliaram que essas premissas e metodologia de cálculo estão adequadas às características dos recebíveis da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Provisão para processos judiciais e outros

As provisões para processos judiciais e outros, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$277,4 milhões e R\$45,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a variação de 505,7% foi ocasionada principalmente pelo aumento de R\$ 231,6 milhões no volume de provisões para litígios e contingências, dos quais R\$ 76,6 milhões decorrentes da mudança na estimativa contábil visando adequação a premissas e metodologia de cálculo adotada pelo Grupo Enel, e o restante referente, principalmente, a reconhecimento de provisões com autos de infração do agente regulador, multas de trânsito, processos trabalhistas e atualização de prognóstico de processos.

Outras despesas operacionais

As outras despesas operacionais nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$172,9 milhões e R\$85,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 102,2% se deve principalmente pelo (i) aumento com outras despesas, incluindo perdas na desativação de bens e direitos, no valor de R\$ 43,3 milhões, principalmente em função do aumento no volume de investimentos, ocasionando substituição de ativos elétricos; (ii) aumento de R\$ 6,5 milhões em tarifas bancárias; (iii) redução de R\$ 16,9 milhões no valor a receber de empreiteiras, devido à falta de materiais identificados nos inventários realizados em seus depósitos no ano de 2017.

Custo de construção

As despesas com custo de construção nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$1.266,2 milhões e R\$1.035,0 milhões, respectivamente, representando um aumento de 22,3%. Os diretores da Companhia entendem que esta variação é devido ao maior nível de investimentos em infraestrutura da concessão, com foco na melhoria dos serviços prestados.

Depreciação e amortização

As despesas com depreciação e amortização nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$558,9 milhões e R\$524,1 milhões, respectivamente, representando um aumento de 6,6%. Os diretores da Companhia entendem que a variação se deve principalmente pela maior base de ativos depreciables e amortizáveis gerando um incremento nas despesas de depreciação e amortização. Esse aumento na base de ativos, é fruto do maior patamar de investimentos da Companhia.

RESULTADO FINANCEIRO

Receitas financeiras

As receitas financeiras da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$176,4 milhões e R\$237,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 25,7% é explicada principalmente pelo (i) PIS/COFINS sobre a receita financeira no valor de R\$ 52,2 milhões, referente ao total de PIS/COFINS sobre receitas financeiras não repassáveis ao consumidor; (ii) R\$ 43,4 milhões referente à receita de atualização monetária de créditos retroativos de PIS/COFINS, em 2017, oriundo da exclusão do ICMS-ST (clientes ACL) da base de cálculo; (iii) menor receita com renda de aplicações financeiras no valor de R\$ 16,0 milhões, explicado pelo menor CDI médio no período (6,47% em 2018 e 10,07% em 2017), parcialmente compensado pelo maior saldo médio disponível; estes efeitos foram parcialmente compensados por (iv) maior receita no valor de R\$ 35,3 milhões com atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial, em função da constituição de receita em 2018 ante

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

uma despesa financeira em 2017 e, (v) maior receita, no valor de R\$ 18,0 milhões, com atualização monetária sobre contas de energia elétrica em atraso.

Despesas financeiras

As despesas financeiras da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram de R\$1.168,4 milhões e R\$2.511,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 53,5% é explicado principalmente pela (i) menor despesa no valor de R\$ 1.500,0 milhões, resultado da provisão do Acordo Eletrobrás celebrado em março de 2018, porém contabilizada no exercício de 2017; (ii) menores despesas no valor R\$ 24,4 milhões em função do menor custo dos juros do plano de pensão; parcialmente compensados por (iii) maiores dispêndios no montante de R\$ 9,9 milhões com encargos de dívidas, resultado da estratégia de refinanciamento.

TRIBUTOS SOBRE O LUCRO

Os impactos na demonstração do resultado, relativamente aos tributos sobre o lucro nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foram receitas de R\$133,6 milhões e R\$436,4 milhões, respectivamente, representando uma redução de R\$302,8 milhões. Os diretores da Companhia entendem que a variação entre os exercícios sociais é justificada principalmente pelo reconhecimento no exercício de 2017 do imposto de renda e contribuição social diferidos ativos computados sobre o valor do Acordo celebrado com a Eletrobrás para encerramento de disputa judicial.

PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO

Pelas razões acima, o prejuízo líquido da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$315,2 milhões, representando uma redução de 64% em relação ao mesmo período de 2017, quando a Companhia atingiu um prejuízo líquido de R\$876,6 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**BALANÇO PATRIMONIAL****COMPARAÇÃO ENTRE OS SALDOS DAS CONTAS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018**

BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO EM R\$ MILHÕES, EXCETO (%)	2019			2018		
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)	AH (%)
CIRCULANTE						
Caixa e equivalentes de caixa	1.280,2	4,8%	36,7%	936,7	5,0%	56,8%
Investimentos de curto prazo	5,5	0,0%	14,6%	4,8	0,0%	26,3%
Consumidores, revendedores e outros	2.447,2	9,2%	5,3%	2.323,6	12,5%	12,9%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	68,1	0,3%	192,3%	23,3	0,1%	-27,4%
Outros tributos compensáveis	697,0	2,6%	438,6%	129,4	0,7%	44,6%
Contas a receber - acordos	216,8	0,8%	12,7%	192,4	1,0%	54,9%
Outros créditos	195,6	0,7%	-14,1%	227,8	1,2%	-34,2%
Almoxarifado	15,8	0,1%	-49,8%	31,5	0,2%	4,3%
Serviços em curso	188,5	0,7%	35,6%	139,0	0,7%	-9,7%
Despesas pagas antecipadamente	33,2	0,1%	-23,0%	43,1	0,2%	16,2%
Ativo financeiro setorial	1.608,2	6,1%	-11,1%	1.809,2	9,8%	85,3%
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	6.756,1	25,5%	15,3%	5.860,8	31,6%	31,7%
NÃO CIRCULANTE						
Consumidores, revendedores e outros	25,9	0,1%	3,2%	25,1	0,1%	87,3%
Outros tributos compensáveis	4.495,1	17,0%	518,4%	85,0	0,5%	36,7%
Operação com instrumento derivativo	49,9					
Tributos e contribuições sociais diferidos	4.327,5	16,3%	100,4%	2.159,7	11,6%	8,1%
Depósitos vinculados	808,9	3,1%	50,0%	539,4	2,9%	1,3%
Contas a receber - acordos	8,6	0,0%	-21,1%	10,9	0,1%	-6,8%
Outros créditos	41,7	0,2%	-11,8%	47,3	0,3%	1,1%
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	466,6	1,8%	-26,5%	634,9	3,4%	20,2%
Ativo financeiro da concessão	4.532,1	17,1%	19,4%	3.795,3	20,5%	26,0%
Ativo financeiro setorial	444,6	1,7%	0,0%	836,6	4,5%	0,0%
Investimento	41,3	0,2%	-9,0%	45,4	0,2%	3,2%
Imobilizado arrendado	230,8	0,9%	248,1%	66,3	0,4%	-8,9%
Intangível	4.240,5	16,0%	-4,7%	4.448,1	24,0%	-2,3%
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	19.713,4	74,5%	55,3%	12.693,8	68,4%	9,1%
TOTAL DO ATIVO	26.469,5	100,0%	42,7%	18.554,6	100,0%	15,3%

ATIVO CIRCULANTE**Caixa e equivalentes de caixa**

Os saldos de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro 2018 eram de R\$1.280,2 milhões e R\$936,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 36,7% foi ocasionado pelo: (i) caixa gerado nas atividades operacionais no montante de R\$1.559,2 milhões, devido principalmente ao lucro do exercício de R\$777,1 milhões, devido ao aumento do ativo financeiro setorial líquido, no valor de R\$ 751,3 milhões e dos tributos e contribuições sociais diferidos no valor de R\$ 546,6 milhões, compensados parcialmente (ii) pelo caixa usado nas atividades de investimento no montante de R\$976,8 milhões; e (iii) pelo caixa usado nas atividades financiamento no montante de R\$238,8 milhões.

Imposto de renda e contribuição social compensáveis

Os saldos de imposto de renda e contribuição social compensáveis em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 eram de R\$ 68,1 milhões e R\$23,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento está relacionado ao crédito de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ a recuperar no valor de R\$ 44,3 milhões decorrente de decisão judicial favorável transitada em julgado, proferida em ação movida pela Companhia em 2011 pleiteando o reconhecimento do seu direito ao benefício da dedução em dobro das despesas incorridas com o Programa de Alimentação dos Trabalhadores – PAT, na forma prevista na Lei 6.321/1976, bem como a repetição, através de compensação, do IRPJ recolhido indevidamente desde 2006.

Outros tributos compensáveis

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os saldos dos outros tributos compensáveis em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 eram de R\$ 697,0 milhões e R\$129,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento está relacionado ao reconhecimento do seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, relativamente ao período abrangido por esta ação, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 5.005,3 milhões sendo que deste montante, R\$ 578,8 milhões estavam no curto prazo em 31 de dezembro de 2019.

Consumidores, revendedores e outros

Os saldos consumidores, revendedores e outros em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 eram de R\$2.447,2 milhões e R\$2.323,6 milhões, respectivamente, representando um aumento de R\$123,6 milhões. Os diretores da Companhia entendem que o aumento se deve principalmente a mudança em um dos critérios da estimativa contábil, relacionado ao prazo para cobrança de faturas em atraso dos clientes da classe residencial de 3,5 anos para 5 anos, conforme reavaliação da assessoria jurídica da Companhia do acordo firmado com o Ministério Público em 2008.

Contas a receber – acordos

Os saldos das contas a receber – acordos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 eram de R\$216,8 milhões e R\$192,4 milhões, respectivamente, representando um aumento de R\$24,4 milhões. Os diretores da Companhia entendem que o aumento se deve ao se deve ao número de acordos firmados no período, em função de novos programas de negociação com os clientes. A Companhia executou durante o exercício de 2019 diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência, o que ocasionou um aumento do número de acordos. As principais ações foram: lançamento do portal de negociação, feirões de negociação, comunicação e negociação direta com o cliente através de agências de cobrança e parcelamento na fatura.

Outros créditos

Os saldos dos outros créditos em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$195,6 milhões e R\$227,8 milhões, respectivamente, representando uma redução de 14,1%. Os diretores da Companhia entendem que a redução se deve: (i) pelo saldo zero de valores a receber da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, em 2018 o saldo era de R\$28,8; (ii) redução dos créditos de repasse CDE em R\$ 50,2 milhões, parcialmente compensado pelo (iii) aumento dos valores de partes relacionadas, devido ao compartilhamento de staf e (iv) pelo aumento

Outros tributos compensáveis

Os saldos dos outros tributos compensáveis em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 eram de R\$4.495,1 milhões e R\$85,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento está relacionado ao reconhecimento do seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, relativamente ao período abrangido por esta ação, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 5.005,3 milhões sendo que deste montante, R\$ 578,8 milhões estavam no curto prazo em 31 de dezembro de 2019.

Tributos e contribuições sociais diferidos

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os saldos de tributos e contribuições sociais diferidos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 eram de R\$4.327,5 milhões e R\$2.159,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento está relacionado principalmente ao benefício fiscal proveniente da incorporação da Enel Sudeste, no montante de R\$1.881,6 milhões.

Depósitos vinculados

Os saldos de depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$808,9 milhões e R\$539,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 50% está principalmente relacionado à decisão que determinou a substituição da garantia (fiança bancária) por depósito judicial no valor de R\$ 241,8 milhões (valor em 31 de dezembro de 2019) referente ao processo fiscal – PIS – Estatuto da decadência.

Ativo contratual (infraestrutura em construção)

Os saldos do ativo contratual (infraestrutura em construção) em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$466,6 milhões e R\$634,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 26,5% está principalmente relacionada a: (i) transferências para intangível da concessão de R\$430,6 milhões; (ii) transferências para o ativo financeiro no montante de R\$484,1 milhões; compensados parcialmente por: (iii) adições no montante de R\$746,4 milhões.

Ativo financeiro da concessão

Os saldos do ativo financeiro de concessão em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$4.532,1 milhões e R\$3.795,3 milhões, respectivamente. Os ativos classificados como ativos financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e que não serão amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do poder concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 19,4% no saldo é explicado: (i) pelas adições provenientes ao ativo contratual (infraestrutura em construção) de R\$484,1 milhões; (ii) pela atualização monetária no montante de R\$281,0 milhões; (iii) pelas adições provenientes ao intangível de R\$ 3,9 milhões; compensados parcialmente (iv) pelas baixas realizadas no montante de R\$11,0 milhões; e (v) pela transferência do saldo das Resoluções Normativas nº 250/05 e 368/09, no montante de R\$ 21,1 milhões.

Ativo financeiro setorial, líquido (ativo e passivo circulante e ativo e passivo não circulante)

O resultado do circulante e não circulante das rubricas de ativos e passivos financeiros setoriais em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 era um saldo líquido ativo de R\$572,7 milhões e saldo líquido ativo R\$614,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 6,8% é explicada principalmente pelos seguintes fatores: (i) cenário hidrológico estava favorável, reduzindo os custos com a geração de energia elétrica (disponibilidade e Risco Hidrológico); (ii) encerramento das quotas CDE Energia e CDE Conta-ACR; e (iii) recebimento do valor de rateio do montante recolhido a maior do empréstimo de CDE Conta-ACR.

Intangível

Os saldos do intangível em 31 de dezembro de 2019 e 2018 eram de R\$4.240,5 milhões e R\$4.448,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 4,7% é explicada pela (i) amortização acumulada e adições que totalizam uma redução R\$ 637,3 milhões; (ii) pelas baixas realizadas no montante de R\$46,0 milhões; (iii) pelas transferências para o ativo financeiro e do saldo das Resoluções Normativas nº 250/05 e 368/09 que somam R\$ 14,7 milhões;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

parcialmente compensados por: (iv) adições provenientes do ativo contratual e investimentos que totalizam R\$ 431,0 milhões e (v) amortização de obrigações especiais no valor de R\$ 59,5 milhões.

BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO EM R\$ MILHÕES, EXCETO (%)	2019			2018		
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)	AH (%)
CIRCULANTE						
Fornecedores	1.865,9	7,0%	14,8%	1.625,4	8,8%	-9,2%
Empréstimos e financiamentos	230,9	0,9%	-47,2%	437,7	2,4%	-5,1%
Debêntures	42,6	0,2%	-82,3%	240,0	1,3%	-55,1%
Obrigações por arrendamentos	69,8	0,3%	123,0%	31,3	0,2%	2,3%
Subvenções governamentais	3,3	0,0%	-19,5%	4,1	0,0%	-16,3%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Outros tributos a pagar	515,1	1,9%	3,5%	497,5	2,7%	9,8%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	214,1	0,8%	53425,0%	0,4	0,0%	-80,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	134,4	0,5%	-29,4%	190,4	1,0%	59,5%
Encargos setoriais	419,5	1,6%	3,7%	404,7	2,2%	-10,3%
Obrigações com benefícios pós-emprego	12,4	0,0%	10,7%	11,2	-	-
Contas a pagar - acordo Eletrobras	342,8	1,3%	0,0%	-	-	-
Provisões para processos judiciais e outros	348,5	1,3%	-33,1%	520,9	2,8%	8,1%
Reserva de reversão	7,3	0,0%	0,0%	7,3	-	-
Outras obrigações	295,1	1,1%	15,3%	255,9	1,4%	-1,1%
Operação com instrumento derivativo	1,3	0,0%	0,0%	-	-	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	578,8	2,2%	0,0%	-	-	-
Passivo financeiro setorial	958,0	3,6%	-22,1%	1.229,3	6,6%	28,3%
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	6.039,7	22,8%	10,7%	5.455,9	29,4%	-1,6%
NÃO CIRCULANTE						
Empréstimos e financiamentos	43,5	0,2%	-21,9%	55,7	0,3%	-88,2%
Debêntures	3.570,4	13,5%	7,1%	3.333,0	18,0%	65,3%
Obrigações por arrendamentos	192,0	0,7%	303,4%	47,6	0,3%	-10,0%
Subvenções governamentais	5,2	0,0%	-38,8%	8,5	0,0%	-32,5%
Obrigações com benefícios pós-emprego	5.982,4	22,6%	53,6%	3.895,5	21,0%	5,1%
Contas a pagar - acordo Eletrobras	1.019,8	3,9%	0,0%	-	-	-
Provisões para processos judiciais e outros	573,6	2,2%	-70,8%	1.965,1	10,6%	27,0%
Encargos setoriais	34,6	0,1%	-10,6%	38,7	0,2%	25,2%
Obrigações sociais e trabalhistas	-	0,0%	-100,0%	0,4	0,0%	-55,6%
Reserva de reversão	44,1	0,2%	-14,2%	51,4	0,3%	-22,2%
Outras obrigações	77,6	0,3%	291,9%	19,8	0,1%	132,9%
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	4.395,3	16,6%	0,0%	-	-	-
Passivo financeiro setorial	522,1	2,0%	-34,9%	802,0	4,3%	-8,3%
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	16.460,6	62,2%	61,1%	10.217,7	55,1%	16,2%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	3.079,5	11,6%	9,1%	2.823,5	15,2%	113,3%
Reservas de capital	2.268,4	8,6%	228,0%	691,5	3,7%	-0,3%
Ações de tesouraria	-	0,0%	-100,0%	(49,2)	-0,3%	N/A
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	(2.217,3)	-8,4%	183,7%	(781,5)	-4,2%	20,8%
Aumento de capital proposto	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Reservas de lucros:						
Reserva legal	196,8	0,7%	0,0%	196,8	1,1%	-21,0%
Reserva estatutária	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	-100,0%
Reserva especial para reforço de capital de giro	171,1	0,6%	0,0%	-	-	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	470,6	1,8%	0,0%	-	-	-
Prejuízos acumulados	-	0,0%	0,0%	-	-	-
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3.969,2	15,0%	37,8%	2.881,0	15,5%	64,5%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	26.469,5	100,0%	42,7%	18.554,6	100,0%	15,3%

PASSIVO CIRCULANTE**Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)**

Os saldos do circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$274,4 milhões e R\$493,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 44,4% é explicada principalmente por: (i) pagamento de principal no montante de R\$ 940.716 milhões, referentes ao mútuo, 5ª nota promissória e FINEP; (ii) pagamento de encargos financeiros no montante R\$ 56,3 milhões

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

parcialmente compensados por: (iii) ingressos de novos empréstimos no montante de R\$ 715,0 milhões referentes a 5ª e 6ª nota promissória e (iv) encargos financeiros de R\$58,9 milhões.

Debêntures (circulante e não circulante)

Os saldos do circulante e não circulante das debêntures em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$3.613,0 milhões e R\$3.573,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 1,1% é explicado principalmente por: (i) ingresso da 24ª debênture no montante de R\$1.500,0 milhões; (ii) encargos financeiros de R\$230,1 milhões, compensados parcialmente por: (iii) pagamento de principal no montante de R\$ 1.440,0 milhões referentes a 14ª e uma parcela da 23ª debênture e (iv) pagamento de encargos financeiros no montante R\$252,6 milhões.

Obrigações sociais e trabalhistas (circulante e não circulante)

Os saldos das obrigações sociais e trabalhistas em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$134,4 milhões e R\$190,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de R\$ 56,0 milhões é explicada principalmente porque em 2019 não ocorreu programa de saída voluntária – PSV, fato este que gerou em 2018 uma obrigação no valor de 70,5 milhões.

Contas a pagar – acordo Eletrobras (circulante e não circulante)

Com o trânsito em julgado das homologações dos Acordos com a Eletrobras e com os Advogados, ocorridos em 25 de abril de 2019 e 10 de junho de 2019, respectivamente, as condições previstas para início dos pagamentos foram atendidas, motivo pelo qual a Companhia realizou os pagamentos no dia 10 de junho de 2019, da primeira parcela dos referidos Acordos, devidamente atualizados.

Diante de tais fatos, em abril de 2019, os montantes envolvidos no acordo foram reclassificados de “Provisões judiciais e outros” no montante de R\$1.639,2 milhões para “Contas a pagar – Acordo Eletrobras”, no entanto, devido ao pagamento realizado, o saldo em 31 de dezembro de 2019 era de R\$ 1.362,6 milhões.

Provisões para processos judiciais e outros (circulante e não circulante)

Os saldos do circulante e não circulante das provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$922,1 milhões e R\$2.486,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de R\$1.563,9 milhões é explicada basicamente pela celebração de um acordo com a Eletrobras e seus advogados, conforme detalhado nos parágrafos acima, visando encerrar disputa judicial que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”) e a Companhia, relativa ao saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa estatal (ECF-1.046/1986), que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Companhia e a CTEEP atuais.

PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores (circulante e não circulante)

A Companhia foi cientificada do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, em 29 de fevereiro de 2019, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, relativamente ao período abrangido por esta ação, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 5.005,3 milhões e passivo de R\$ 4.974,1 milhões, por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores.

Obrigações com benefícios pós-emprego (circulante e não circulante)

Os saldos de obrigações com benefícios pós-emprego em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$5.994,8 milhões e R\$3.906,7 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de R\$2.088,1 milhões. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é justificado principalmente pelo: (i) ajuste de avaliação atuarial de R\$ 2.097,3 milhões ocasionado pela perda atuarial devido a alteração da taxa de desconto (6,91%a.a. em 2019 e 8,99% a.a em, 2018); (ii) juros líquidos de R\$ 324,1 milhões; (iii) custo dos serviços correntes no valor de R\$12,1 milhões; parcialmente compensados pelos pagamentos das contribuições de benefício definido e FGTS no valor de R\$ 345,5 milhões.

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2019 e em 31 de dezembro de 2018 eram de R\$3.969,2 milhões e R\$2.881,0 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 37,8%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é justificado principalmente:

- Pelo reconhecimento do benefício fiscal proveniente da incorporação da Enel Sudeste no montante de R\$1.881,6 milhões;
- Pelo lucro líquido auferido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 no montante de R\$777,1 milhões;
- Pelo valor justo de hedge de fluxo de caixa, no valor de R\$26,8 milhões, líquido de imposto de renda e contribuição social; parcialmente compensado;
- Pelo ajuste de avaliação atuarial no montante de R\$1.384,2 milhões líquido de imposto de renda e contribuição social; e
- Pelo registro do dividendo mínimo obrigatório no valor de R\$213,9 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**COMPARAÇÃO ENTRE OS SALDOS DAS CONTAS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (em R\$ milhares, exceto %)	Em 31 de dezembro de 2018			Em 31 de dezembro de 2017	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	936,7	5,0%	56,8%	597,4	3,7%
Investimentos de curto prazo	4,8	0,0%	26,3%	3,8	0,0%
Consumidores, revendedores e outros	2.323,6	12,5%	12,9%	2.058,7	12,8%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	23,3	0,1%	-27,4%	32,1	0,2%
Outros tributos compensáveis	129,4	0,7%	44,6%	89,5	0,6%
Contas a receber – acordos	192,4	1,0%	54,9%	124,2	0,8%
Outros créditos	227,8	1,2%	-34,2%	346,4	2,2%
Almoxarifado	31,5	0,2%	4,3%	30,2	0,2%
Serviços em curso	139,0	0,7%	-9,7%	154,0	1,0%
Despesas pagas antecipadamente	43,1	0,2%	16,2%	37,1	0,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	1.809,2	9,8%	85,3%	976,6	6,1%
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	5.860,8	31,6%	31,7%	4.450,1	27,7%
NÃO CIRCULANTE					
Consumidores, revendedores e outros	25,1	0,1%	87,3%	13,4	0,1%
Outros tributos compensáveis	85,0	0,5%	36,7%	62,2	0,4%
Tributos e contribuições sociais diferidos	2.159,7	11,6%	8,1%	1.998,4	12,4%
Cauções e depósitos vinculados	539,4	2,9%	1,3%	532,5	3,3%
Contas a receber – acordos	10,9	0,1%	-6,8%	11,7	0,1%
Outros créditos	47,3	0,3%	1,1%	46,8	0,3%
Ativo contratual (infraestrutura em construção)	634,9	3,4%	20,2%	528,2	3,3%
Ativo financeiro da concessão	3.795,3	20,5%	26,0%	3.011,8	18,7%
Ativo financeiro setorial, líquido	836,6	4,5%	0,0%	761,2	4,7%
Investimento	45,4	0,2%	3,2%	44,0	0,3%
Imobilizado, líquido	66,3	0,4%	-8,9%	72,8	0,5%
Intangível	4.448,1	24,0%	-2,3%	4.554,3	28,3%
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	12.693,8	68,4%	9,1%	11.637,2	72,3%
TOTAL DO ATIVO	18.554,6	100,0%	15,3%	16.087,3	100,0%

ATIVO CIRCULANTE**Caixa e equivalentes de caixa**

Os saldos de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 eram de R\$936,7 milhões e R\$597,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

entendem que o aumento de 56,8% foi ocasionado pelo (i) caixa gerado nas atividades de financiamento no montante de R\$1.963,5 milhões, devido principalmente pela movimentação dos ingressos no montante de R\$4.852,5 (com destaque a 23ª debenture) e aumento de capital ("AFAC") no montante de R\$1.500,0 contra pagamentos de empréstimos e debentures no montante de R\$4.663,4 compensados parcialmente (iii) pelo caixa usado nas atividades de investimento no montante de R\$1.218,0 milhões; e (iii) pelo caixa usado nas atividades operacionais no montante de R\$406,3 milhões.

Outros tributos compensáveis

Os saldos dos outros tributos compensáveis em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$129,4 milhões e R\$89,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 44,6% está principalmente relacionado ao aumento do volume de compra de créditos de ICMS de terceiros e crédito de ICMS decorrente de compra de ativos (CAPEX).

Consumidores, revendedores e outros

Os saldos consumidores, revendedores e outros em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$2.323,6 milhões e R\$2.058,7 milhões, respectivamente, representando um aumento de R\$264,9 milhões. Os diretores da Companhia entendem que o aumento se deve principalmente pelo efeito líquido de recomposição das faturas já baixadas para perda e incremento da PECLD, decorrente da mudança na estimativa contábil e adequação de premissas e metodologia de cálculo do grupo Enel, e pelo aumento da tarifa devido ao reajuste tarifário, em julho de 2018.

Contas a receber – acordos

Os saldos das contas a receber – acordos em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$192,4 milhões e R\$124,2 milhões, respectivamente, representando um aumento de R\$68,2 milhões. Os diretores da Companhia entendem que o aumento se deve ao número de acordos firmados no período, em função dos programas de negociação com os clientes. Adicionalmente, os diretores da Companhia entendem que a mudança na estimativa contábil e adequação de premissas e metodologia de cálculo do grupo Enel, contribuíram para o aumento, em aproximadamente R\$ 46,9 milhões.

Outros créditos

Os saldos dos outros créditos em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$227,8 milhões e R\$346,4 milhões, respectivamente, representando uma redução de 34,2%. Os diretores da Companhia entendem que a redução se deve (i) pelo menor saldo de cauções de depósitos vinculados no montante de R\$54,0 milhões, principalmente relacionados às faturas da CCEARs com vencimento em 31 de dezembro de 2018 as quais foram pagas dentro do exercício de 2018, e para o exercício de 2017, o pagamento ocorreu em 02 de janeiro de 2018; (ii) pelo reconhecimento em 31 de dezembro de 2017 de R\$41,9 milhões de ressarcimentos de geradores que firmaram acordos bilaterais, incluindo de partes relacionadas, para redução de contratos, em conformidade à Resolução Normativa ANEEL nº 711 de 2016 e que foram recebidos durante o exercício de 2018; (iii) pelo menor reconhecimento em R\$31,0 milhões a receber da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT; parcialmente compensado pelo (v) aumento dos créditos de repasse CDE em R\$ 4,2 milhões.

ATIVO NÃO CIRCULANTE

Consumidores, concessionárias e permissionárias

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os saldos de consumidores, concessionárias e permissionárias em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$25,1 milhões e R\$13,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 87,3% está principalmente relacionado a contas a receber de precatórios municipais, que de acordo com a nova metodologia para provisionamento de perda esperada com créditos de liquidação duvidosa - PECLD, gerou uma reversão de PECLD, devido análise individual do contrato e probabilidade de recuperação, segundo os critérios e premissas adotados pela Companhia.

Ativo contratual (infraestrutura em construção)

Os saldos do ativo contratual (infraestrutura em construção) em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$634,9 milhões e R\$528,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 20,2% está principalmente relacionado a (i) adições no montante de R\$1.264,9; compensados parcialmente por: (ii) transferências para intangível da concessão de R\$486,7; (iii) transferências para o ativo financeiro no montante de R\$671,4.

Ativo financeiro da concessão

Os saldos do ativo financeiro de concessão em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$3.795,3 milhões e R\$3.011,8 milhões, respectivamente. Os ativos classificados como ativos financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e que não serão amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do poder concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 26,0% no saldo é explicado (i) pelas adições provenientes ao ativo intangível em curso de R\$671,4 milhões; (ii) pela atualização monetária no montante de R\$121,2 milhões; compensado parcialmente (iii) pelas baixas realizadas no montante de R\$9,2 milhões. Os investimentos realizados no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foram direcionados principalmente na expansão do sistema para melhora da qualidade do fornecimento de energia, em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede que geram a confiabilidade operacional, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Ativo financeiro setorial, líquido (ativo e passivo circulante e ativo e passivo não circulante)

O resultado do circulante e não circulante das rubricas de ativos e passivos financeiros setoriais em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 era um saldo líquido ativo de R\$614,5 milhões e saldo líquido passivo de R\$95,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 709,5% é explicado principalmente pelos: (i) diferimentos (constituições) registrados no período no montante de R\$1.484,3 milhões devido às condições hidrológicas desfavoráveis desde janeiro de 2018 e com isso aumento do risco hidrológico, aumento da taxa do dólar na aquisição de energia de Itaipu; alteração da quota de PROINFA a partir de janeiro de 2018 e da quota CDE a partir de setembro de 2018; (ii) atualização monetária no valor de R\$ 35,3, parcialmente compensados pelas (iii) amortizações no valor de R\$ 21,7 milhões; e (iv) recebimento de bandeiras tarifárias no valor de R\$ 789,1.

Intangível

Os saldos do intangível em 31 de dezembro de 2018 e 2017 eram de R\$4.448,1 milhões e R\$4.554,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 2,3% é explicada pela amortização registrada de R\$525,9 milhões (incluindo amortização de obrigações especiais), pelas baixas no montante de R\$67,0 milhões, compensadas parcialmente pela transferência do ativo contratual de R\$486,7 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (em R\$ milhares, exceto %)	Em 31 de dezembro de 2018			Em 31 de dezembro de 2017	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
CIRCULANTE					
Fornecedores	1.625,4	8,8%	-9,2%	1.789,7	11,1%
Empréstimos e financiamentos	437,7	2,4%	-5,1%	461,1	2,9%
Debêntures	240,0	1,3%	-55,1%	534,7	3,3%
Arrendamento financeiro	31,3	0,2%	2,3%	30,6	0,2%
Subvenções governamentais	4,1	0,0%	-16,3%	4,9	0,0%
Outros tributos a pagar	497,5	2,7%	9,8%	453,0	2,8%
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	0,4	0,0%	-80,0%	2,0	0,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	190,4	1,0%	59,5%	119,4	0,7%
Encargos setoriais	404,7	2,2%	-10,3%	451,0	2,8%
Obrigações com benefícios pós-emprego	11,2	-	-	-	-
Provisões para processos judiciais e outros	520,9	2,8%	8,1%	481,9	3,0%
Reserva de reversão	7,3	-	-	-	-
Outras obrigações	255,9	1,4%	-1,1%	258,8	1,6%
Passivo financeiro setorial	1.229,3	6,6%	28,3%	958,3	6,0%
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	5.455,9	29,4%	-1,6%	5.545,4	34,5%
NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	55,7	0,3%	-88,2%	473,1	2,9%
Debêntures	3.333,0	18,0%	65,3%	2.016,6	12,5%
Arrendamento financeiro	47,6	0,3%	-10,0%	52,9	0,3%
Subvenções governamentais	8,5	0,0%	-32,5%	12,6	0,1%
Obrigações com benefícios pós-emprego	3.895,5	21,0%	5,1%	3.707,1	23,0%
Provisões para processos judiciais e outros	1.965,1	10,6%	27,0%	1.546,9	9,6%
Encargos setoriais	38,7	0,2%	25,2%	30,9	0,2%
Obrigações sociais e trabalhistas	0,4	0,0%	-55,6%	0,9	0,0%
Reserva de reversão	51,4	0,3%	-22,2%	66,1	0,4%
Outras obrigações	19,8	0,1%	132,9%	8,5	0,1%
Passivo financeiro setorial, líquido	802,0	4,3%	-8,3%	874,5	5,4%
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	10.217,7	55,1%	16,2%	8.790,1	54,6%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	2.823,5	15,2%	113,3%	1.323,5	8,2%
Reservas de capital	691,5	3,7%	-0,3%	693,3	4,3%
Ações de tesouraria	(49,2)	-0,3%	N/A	(49,2)	-0,3%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	(781,5)	-4,2%	20,8%	(646,7)	-4,0%
Reservas de lucros:					
Reserva legal	196,8	1,1%	-21,0%	249,0	1,5%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Reserva estatutária	-	0,0%	-100,0%	238,5	1,5%
Prejuízos acumulados	-			-	0,0%
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.881,0	15,5%	64,5%	1.751,8	10,9%
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	18.554,6	100,0%	15,3%	16.087,3	100,0%

PASSIVO CIRCULANTE**Empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante)**

Os saldos do circulante e não circulante dos empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$493,4 milhões e R\$934,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 47,2% é explicado por: (i) pagamento de principal no montante de R\$2.020,3 milhões, referentes às parcelas do CCB Bradesco II, CCB Safra, CEF (conta garantida), e por antecipação de pagamento da 3ª e 4ª notas promissórias, CCB Bradesco I, CCB ABC (I e II) e FINEM 1º, 2º, 3º e 4º protocolos; (ii) pagamento de encargos financeiros no montante R\$110,9 milhões; parcialmente compensados por (iii) ingressos de novos empréstimos no montante de R\$1.564,8 milhões; (iv) encargos financeiros de R\$93,6 milhões; (v) variações monetárias do FINEP e FINEM no montante de R\$15,1 milhões.

Debêntures (circulante e não circulante)

Os saldos do circulante e não circulante das debêntures em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$3.573,0 milhões e R\$2.551,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 40,0% é explicado por: (i) ingressos da 23ª debênture no montante de R\$3.000,0 milhões; (ii) encargos financeiros de R\$239,0 milhões; parcialmente compensados por (iii) pagamento de principal no montante de R\$2.310,6 milhões, referentes às parcelas da 9ª, 11ª, 14ª, 15ª emissão de debêntures, e por antecipação de pagamento da 13ª, 18ª, 19ª, 20ª, 21ª e 22ª debêntures; (iv) pagamento de encargos financeiros no montante R\$221,5 milhões.

Obrigações sociais e trabalhistas (circulante e não circulante)

Os saldos das obrigações sociais e trabalhistas em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$190,8 milhões e R\$120,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de R\$ 70,5 milhões é explicado pelo programa de saída voluntária - PSV. O PSV foi anunciado para todos os colaboradores em dezembro de 2018 e as adesões ocorreram em janeiro de 2019.

Provisões para processos judiciais e outros (circulante e não circulante)

Os saldos do circulante e não circulante das provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$2.486,0 milhões e R\$2.028,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de R\$ 457,2 milhões é explicado (i) pelas provisões no montante de R\$598,0 milhões, principalmente devido a mudança de critério de provisionamento para processos judiciais trabalhistas e cíveis no montante de R\$ 158,2 milhões; (ii) pelas atualizações monetárias de R\$137,6 milhões; parcialmente compensados; e (iii) pelos pagamentos no montante de R\$131,4 milhões; e (iv) pelas reversões no montante de R\$147,0 milhões.

Com relação a mudança de critério de provisionamento dos processos trabalhistas, os diretores da Companhia esclarecem que os processos trabalhistas são segregados em grupos, que permitem

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

uma análise apropriada dos casos. Em relação a alguns grupos de processos, a Companhia realizava a provisão por média de pagamentos dos últimos 36 meses, independentemente da fase processual. Em relação a outros grupos de processos a provisão considerava 100% do valor da última condenação. Com a alteração de critério, a Companhia passou a considerar a provisão de acordo com as decisões judiciais para todos os grupos, não aplicando mais o conceito de média de condenação para os processos trabalhistas.

Já com relação a mudança de critério de provisionamento dos processos cíveis, os diretores da Companhia esclarecem que a alteração da estimativa de perda se deu, principalmente, no grupo de ações cíveis massivas, referente aos casos sem decisões judiciais que passaram a conter provisão com base na média histórica de pagamentos, não tendo havido alteração de critério em relação aos casos com decisões judiciais que mantiveram a provisão de acordo com o escopo das respectivas decisões judiciais. Os demais grupos de ações especiais e estratégicas continuaram com respectivas análises individualizadas, de acordo com o conteúdo das decisões judiciais e chances de sucesso, no entanto, tendo como regra geral o necessário provisionamento em caso de decisão judicial de 2ª instância desfavorável.

Passivo financeiro setorial líquido (circulante e não circulante)

Vide explicação no item ativo financeiro setorial líquido (ativo e passivo circulante e ativo e passivo não circulante).

Obrigações com benefícios pós-emprego (circulante e não circulante)

Os saldos de obrigações com benefícios pós-emprego em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$3.906,7 milhões e R\$3.707,1 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 5,1%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é justificado principalmente pelo (i) reconhecimento em 31 de dezembro de 2018 de obrigação relacionada a multa de FGTS sobre o programa de incentivo a aposentadoria – PIA de R\$ 110,8 milhões; (ii) ajuste de avaliação atuarial de R\$ 78,2 milhões; (iii) juros líquidos do plano de pensão; e (iv) custo dos serviços correntes; parcialmente compensados pelos pagamentos no valor de R\$ 349,9 milhões.

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2018 e em 31 de dezembro de 2017 eram de R\$2.881,0 milhões e R\$1.751,8 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 64,5%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é justificado principalmente:

- Pelo aumento do capital de R\$ 1.500,0 milhões, aprovado pelo conselho de administração em 19 de setembro de 2019; parcialmente compensado;
- pelo prejuízo líquido auferido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 no montante de R\$315,3 milhões;
- pelo ajuste de avaliação atuarial no montante de R\$53,7 milhões, líquido de imposto de renda e contribuição social; e
- pela remuneração com base em ações de R\$1,9 milhão.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA**

Demonstrações dos Fluxos de Caixa Em R\$ milhões	2019	2018	2017	AH (%) 2019 x 2018	AH (%) 2018 x 2017
Caixa líquido gerado (usado) nas atividades operacionais	1.559,2	(406,3)	436,7	-483,8%	-193,0%
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos	(976,8)	(1.218,0)	(1.009,4)	-19,8%	20,7%
Caixa líquido gerado (usado) nas atividades de financiamentos	(238,9)	1.963,5	157,6	-112,2%	1145,9%
Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	343,5	339,2	(415,1)	1,3%	-181,7%
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	936,6	597,5	1.012,6	56,8%	-41,0%
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	1.280,1	936,6	597,5	36,7%	56,8%

COMPARAÇÃO ENTRE OS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018

O caixa usado nas atividades operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 1.559,2 milhões, apresentando um aumento de R\$1.965,5 milhões comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, devido principalmente: (i) devido ao lucro líquido do exercício, visto que em 2018 a Companhia encerrou o exercício com prejuízo; (ii) devido aos tributos e contribuições sociais diferidos apurados no exercício; e (iii) devido ao aumento do ativo financeiro setorial líquido.

A redução de 19,8% do caixa usado nas atividades de investimento deve-se basicamente: (i) menor investimento em ativos contratual, financeiro e intangível da concessão, compensado parcialmente (ii) pelo aumento de depósitos vinculados.

O caixa usado na atividade de financiamento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$238,8 milhões, contra R\$1.963,5 milhões de caixa gerado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Essa variação deve-se basicamente a: (i) amortizações que totalizaram R\$2.380,7 milhões (debêntures, mútuo e nota promissória); compensado parcialmente por (ii) novas emissões no valor total de R\$2.215,0 milhões no período, com destaque para a 24ª debênture no valor de R\$1.500,0 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

COMPARAÇÃO ENTRE OS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS SOCIAIS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

O caixa usado nas atividades operacionais no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$406,3 milhões, apresentando uma redução de R\$843,0 milhões comparado ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, devido principalmente: (i) aumento nos custos de energia, em função do aumento do risco hidrológico, em geral devido à piora do cenário hidrológico do SIN e também devido à elevação da taxa de dólar na aquisição de energia de Itaipu; (ii) aos maiores encargos de CDE devido ao aumento da quota em 2018 (janeiro e setembro) e à alteração da data de vencimento do pagamento do dia 10 do mês subsequente à respectiva competência para o dia 10 do próprio mês de competência; e (iii) antecipação de impostos em fevereiro de 2018 devido ao resultado positivo em janeiro de 2018; parcialmente compensado pelo aumento na arrecadação durante o primeiro semestre de 2018.

O aumento de 20,7% do caixa usado nas atividades de investimento deve-se basicamente (i) maiores investimentos em ativos financeiros e intangíveis da concessão; parcialmente compensado; (ii) pelos menores valores recebidos decorrente da venda de ativos imobilizado e intangível; e (iii) pela redução da movimentação líquida das aplicações/resgates de cauções e depósitos judiciais, principalmente devido ao montante disponibilizado em conta bancária específica em 29 de dezembro de 2017 para pagamento aos fornecedores de CCEARs que ocorreu em 2 de janeiro de 2018, e que no exercício de 2018 ocorreram até 31 de dezembro de 2018.

O caixa gerado na atividade de financiamento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$1.963,5 milhões, contra R\$157,6 milhões de caixa usado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. Essa variação deve-se basicamente (i) emissões no valor total de R\$ 4.864,8 milhões no período, com destaque para a 23ª Debêntures no valor de R\$ 3.000,0 milhões; (ii) aumento de capital no valor de R\$ 1.500,0 milhões, parcialmente compensado por (iii) amortizações (principalmente Debêntures, CCB, FINEM), no total de R\$ 4.330,9 milhões no período; e (iv) custos de transação e prêmios no valor de R\$ 31,6 milhões.

O volume de amortizações compreende pré-pagamentos e resgates antecipados realizados e em conjunto com a 23ª Debênture, fazem parte da estratégia financeira de alongamento de prazo e redução de custo das dívidas da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(a) resultados das operações da Companhia

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita operacional líquida da Companhia é composta essencialmente pela distribuição de energia, totalizando R\$14.704,0 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e R\$14.489,8 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita operacional líquida da Companhia.

A tabela abaixo apresenta a receita operacional líquida da Companhia para os três últimos exercícios sociais referentes ao único segmento operacional da Companhia:

(em R\$ milhões)	Exercício social findo em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
Receita Operacional Líquida	R\$ 14.704,0	14.489,8	13.083,2

A receita operacional líquida reflete o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia e as mudanças na economia da região metropolitana de São Paulo, onde a representatividade do setor de serviços tem aumentado em relação à produção industrial. Para demais informações sobre a composição das tarifas e área de concessão vide o item 7.3.b "características do processo de distribuição" do Formulário de Referência.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019, o mercado total da área de concessão da Companhia totalizou 43.286 GWh, um aumento de 1% em relação o valor reportado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, de 42.877GWh. Considerando o mercado cativo, a classe residencial cresceu 0,9%, a classe comercial 1,7% e a rural 3,4%, ao passo que a industrial e setor público registraram retrações de 7,3%, 1,2%, respectivamente. Já em relação ao mercado livre, a classe industrial sofreu uma retração de 1,2%, enquanto a classe comercial e setor público aumentaram 7,6% e 8,1%, respectivamente, refletindo a atividade econômica da área de concessão.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018, o mercado total da área de concessão da Companhia totalizou 42.877,7 GWh, em linha com o valor reportado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, o mercado total da área de concessão da Companhia totalizou 42.981,9 GWh, em linha com o valor reportado no exercício social anterior.

Os diretores da Companhia entendem que os resultados das operações nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, foram significativamente afetados por inúmeros fatores, inclusive:

Alteração nos custos e despesas da Companhia, incluído o preço de compra de energia;

- Alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL;

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado;
- Variações do consumo na área de concessão;
- Condições macroeconômicas no Brasil em geral;
- Variações na área de concessão da Companhia - 24 municípios concentrados essencialmente na região metropolitana de São Paulo;
- Mudanças na regulação e legislação do setor elétrico;
- Resultados das disputas judiciais e outros; e
- Variação cambial e de taxa de juros.

(b) variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

A receita operacional bruta da Companhia em 31 de dezembro de 2019 totalizou R\$24.179,8 milhões, um aumento de 0,3% ou R\$ 82,3 milhões quando comparado a 2018. Essa variação pode ser explicada por:

- I. aumento de R\$ 2.888,9 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo bandeiras tarifárias e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição – para consumidores cativos;
- II. aumento de R\$ 410,4 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres em função da migração de clientes, efeitos parcialmente compensados por;
- III. redução de R\$ 1.101,1 milhões em outras receitas afetadas principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período;
- IV. redução de R\$ 535,4 milhões em receita de construção em função dos menores investimentos realizados no período;
- V. redução de R\$ 180,4 milhões com receita proveniente da venda de energia no curto prazo e mecanismo de venda de excedente; e
- VI. aumento de R\$ 12,7 milhões com penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI)

O setor elétrico segue um modelo que define tarifas para o ciclo tarifário de 1 ano. No caso da Companhia, o ano tarifário vai de 4 de julho de um ano até 3 de julho do ano seguinte. Neste modelo são consideradas estimativas para os custos com encargos do setor, compra de energia (inclusive a energia de Itaipu que é precificada em dólar), entre outros, que são considerados não gerenciáveis pela empresa.

A partir de dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer determinados ativos e passivos no resultado, em consonância com: (i) a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, emitido de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, e com (ii) a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à Companhia indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de “Parcela A” – CVA. Qualquer variação entre o custo projetado e o real, especificamente dos itens não-gerenciáveis, será tratada em conta CVA para posterior cobrança e/ou devolução de diferença para os consumidores. Desta forma, segundo a metodologia de cálculo dos reajustes tarifários anuais do setor elétrico, parte significativa das

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

oscilações estão contemplados no item 10.2.a.ii acima, no qual afetaram adversamente o fluxo de caixa da Companhia, porém, não afetarão simultaneamente a sua demonstração de resultado.

Para maiores informações, ver também item 10.1 (h) deste Formulário de Referência.

(c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante

Os Diretores da Companhia esclarecem que a situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia e pelo Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) utilizado para precificar a energia no mercado de curto prazo, e que refletem a oferta/demanda e situação hidrológica do país.

Conforme anteriormente mencionado, a situação financeira e o resultado das operações também são influenciados pelas características da fonte da energia comercializada, pelas oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e pelos encargos setoriais, os dois últimos homologados anualmente pela ANEEL, sendo que as variações são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores por meio do mecanismo de CVA, mencionado acima.

A maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de medição da inflação, exceto pela tarifa de compra de energia das quotas de Itaipu, que é denominada em dólar, sendo que as variações da taxa de câmbio desse contrato também são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, cujo custo adicional ou inferior ao homologado na tarifa será compensado no próximo reajuste tarifário.

A Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida denominada em moeda estrangeira. Para mais informações sobre composição das tarifas e área de concessão vide o item 7.3.b deste Formulário de Referência. Para mais informações sobre as características do processo de distribuição e do endividamento da Companhia, consultar o item 10.1.c deste Formulário de Referência.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores da Companhia informam que não houve, no último exercício social, a introdução ou alienação de qualquer segmento operacional da Companhia.

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

As informações sobre constituição, aquisição ou alienação de participação societária envolvendo a Companhia estão apresentadas no item 15.7 deste Formulário de Referência.

(c) eventos ou operações não usuais

Os Diretores informam que, além dos eventos societários apresentados no item 15.7 deste Formulário de Referência, não houve, durante os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, quaisquer eventos ou operações não usuais com relação à Companhia ou suas atividades que tenham causado ou se espera que venham causar efeito relevante nas demonstrações financeiras ou resultados da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

(a) mudanças significativas nas práticas contábeis

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019

Os diretores da Companhia informam que para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, ocorreram as seguintes mudanças de práticas contábeis:

Novos pronunciamentos, interpretações e orientações

CPC 06 (R2)/IFRS 16 – Arrendamentos

A norma estabelece princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos, exigindo que os arrendatários reconheçam todos os arrendamentos conforme um único modelo através do balanço patrimonial, ou seja, o reconhecimento do ativo de direito de uso e o passivo de arrendamento, este modelo é aplicável para substancialmente todos os contratos de arrendamentos, exceto àqueles contratos que por definição atendem ao expediente prático da norma. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos.

A Companhia adotou o CPC 06 (R2) com o efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro 2019, utilizando os expedientes práticos para os contratos de arrendamento cujo (i) prazo de duração inferior ou igual a 12 meses a partir da data de adoção inicial (curto prazo), e (ii) arrendamento para qual o ativo subjacente é de baixo valor, como celulares, impressoras e equipamentos de autoatendimento.

Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019

ICPC 22/IFRIC 23

Incerteza sobre Tratamentos de Tributos sobre o Lucro: a interpretação trata da contabilização dos tributos sobre o lucro nos casos em que os tratamentos tributários envolvem incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 (CPC 32) e não se aplica a tributos fora do âmbito do referido pronunciamento, nem inclui especificamente os requisitos referentes a juros e multas associados a tratamentos tributários incertos. A interpretação aborda especificamente o seguinte: (i) se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente, (ii) as suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais, (iii) como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), bases de cálculo, prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de impostos, e (iv) como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias. A Companhia avaliou a nova interpretação e concluiu que não há incertezas significantes quando da aplicação de tratamentos fiscais que envolvam tributos sobre os lucros, e logo, a interpretação em questão não gera impactos qualitativos e quantitativos para as demonstrações contábeis.

CPC 48/IFRS 09

Recursos de pagamento antecipado com compensação negativa: De acordo com o CPC 48, equivalente a norma internacional de contabilidade IFRS 09, um instrumento de dívida pode ser mensurado ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, desde que os fluxos de caixa contratuais sejam “somente pagamentos de principal e juros sobre o principal em aberto” (critério de SPPI) e o instrumento for mantido no modelo de negócio adequado para esta classificação. As alterações ao CPC 48 esclarecem que um ativo financeiro cumpre o

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

critério de SPPI independentemente do evento ou circunstância que cause a rescisão antecipada do contrato e independentemente da parte que paga ou recebe uma compensação razoável pela rescisão antecipada do contrato.

CPC 33 (R1)/IAS 19

Alterações, reduções ou liquidação de planos: as alterações a este pronunciamento contábil abordam a contabilização quando da alteração, redução ou liquidação de um plano durante o seu período-base. Tais mudanças foram realizadas para clarificar o que deve ser feito pela companhia quando os planos são alterados, reduzidos ou liquidados durante o período-base. Dessa forma, a Companhia deve: (i) determinar o custo do serviço atual para o período remanescente após a alteração, redução ou liquidação do plano, usando as premissas atuariais utilizadas para reavaliar o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento; e (ii) determinar os juros líquidos para o período remanescente após alteração, redução ou liquidação do plano, usando o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento, bem como a taxa de desconto usada para reavaliar este passivo (ativo) líquido do benefício definido.

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018

Os diretores da Companhia esclarecem que para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a Companhia mudou de forma prospectiva as estimativas referentes a perda esperada com créditos de liquidação duvidosa e ao provisionamento de processos judiciais trabalhistas e cíveis para adequar-se aos critérios estabelecidos pelo grupo Enel. Os diretores da Companhia avaliaram tais critérios e entenderam que os mesmos representam uma melhoria na forma de divulgação de suas demonstrações contábeis.

- **Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa – PECLD:**

Mudança na estimativa contábil, visando a adequação de premissas e metodologia de cálculo adotadas pelo grupo Enel, registrada prospectivamente no resultado do referido exercício. Os diretores da Companhia avaliaram que essas premissas e metodologia de cálculo estão adequadas às características de seus recebíveis.

Antes da mudança da estimativa contábil para adequação ao grupo, a Companhia baixava as contas a receber segundo o critério fiscal e aplicava os percentuais históricos de não arrecadação sobre o saldo em aberto em cada data-base. As contas a receber que foram registradas em perda geravam um crédito no resultado do exercício quando do recebimento.

A metodologia aplicada pelo grupo amplia o prazo de recuperação para 3,5 anos para a classe Residencial e 5 anos para as demais classes. Dessa forma, a aplicação da nova metodologia gerou um aumento líquido no saldo das contas a receber de R\$ 101.003 mil (constituído pela recomposição das faturas já baixadas para perda no valor de R\$ 649.708 mil e incremento da perda esperada com crédito de liquidação duvidosa no valor de R\$ 548.705 mil).

- **Mudança de critério de provisão para processos judiciais trabalhistas:**

A Companhia segrega os processos trabalhistas em grupos que permitem uma análise apropriada dos casos. Em relação a alguns grupos de processos, a Companhia realizava a provisão por média de pagamentos dos últimos 36 meses, independentemente da fase processual. Em relação a outros grupos de processos a provisão considerava 100% do valor da última condenação. Com a alteração de critério, a Companhia passou a considerar a provisão de acordo com as decisões judiciais para todos os grupos, não aplicando mais o conceito de média de condenação para os processos

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

trabalhistas. Os diretores da Companhia consideraram apropriados os referidos critérios de mensuração para serem adotados pela Companhia.

Os impactos gerados por essa alteração foram classificados como uma mudança de critério contábil e conseqüentemente sua aplicação foi realizada de forma prospectiva. O impacto decorrente desta mudança foi um acréscimo de provisão líquida de R\$ 93.491 mil, sendo R\$ 48.045 mil no resultado operacional e R\$ 45.446 mil no resultado financeiro.

- **Mudança de critério de provisão para processos judiciais cíveis:**

A alteração da estimativa de perda se deu, principalmente, no grupo de ações cíveis massivas, referente aos casos sem decisões judiciais que passaram a conter provisão com base na média histórica de pagamentos, não tendo havido alteração de critério em relação aos casos com decisões judiciais que mantiveram a provisão de acordo com o escopo das respectivas decisões judiciais.

Os demais grupos de ações especiais e estratégicas continuaram com respectivas análises individualizadas, de acordo com o conteúdo das decisões judiciais e chances de sucesso, no entanto, tendo como regra geral o necessário provisionamento em caso de decisão judicial de 2ª instância desfavorável. Os diretores da Companhia consideraram apropriados os referidos critérios de mensuração para serem adotados pela Companhia.

Os impactos gerados por essa alteração foram classificados como uma mudança de critério contábil. O impacto decorrente desta mudança foi um acréscimo de provisão líquida de R\$ 64.741 mil, sendo R\$ 28.560 mil no resultado operacional e R\$ 36.181 mil no resultado financeiro.

Em relação às práticas e classificações contábeis, a Companhia adotou novas políticas contábeis estabelecidas pelos CPCs 47 - Receita de Contratos com Clientes, 48 - Instrumentos Financeiros, aprovados pela CVM através das Deliberações nº 762 e 763/2016 respectivamente e revisou certas classificações contábeis para adequar-se à forma de apresentação do grupo Enel, elencadas a seguir:

- (i) No balanço patrimonial e na demonstração de fluxo de caixa;
- (ii) Investimentos de curto prazo;
- (iii) Serviços em curso; e
- (iv) Ativo e passivo financeiro setorial.

Na demonstração de resultado e na demonstração do valor adicionado:

- (i) Multas moratórias/compensatórias (faturas de clientes/fornecedores em atraso);
- (ii) Variação cambial decorrente de compra de energia de Itaipu; e
- (iii) Juros líquidos de Benefício Definido – BD.

Os CPCs 47 e 48 entraram em vigência a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia os adotou utilizando o método retrospectivo a cada período anterior apresentado, conforme previsto no CPC 23 - Políticas contábeis, mudança de estimativa e retificação de erro. De acordo com o parágrafo 22 do CPC 23, quando uma mudança na política contábil é aplicada retrospectivamente, a Companhia deverá ajustar (i) os saldos de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período anterior mais antigo apresentado e (ii) os demais montantes comparativos divulgados para cada período anterior apresentado, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Os efeitos das mudanças na política contábil, da aplicação dos CPCs 47 – Receita de Contratos com Clientes e 48 – Instrumentos Financeiros e das reclassificações contábeis, sobre os saldos anteriormente divulgados relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, originalmente autorizado em 9 de março de 2018, são meramente para fins de comparabilidade, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

- **CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes**

Estabelece um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes, composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente.

A Companhia avaliou os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo CPC 47/IFRS 15:

- (i) Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes;
- (ii) Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato;
- (iii) Determinar o preço de cada tipo de transação;
- (iv) Preço às obrigações contidas nos contratos; e
- (v) Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

Companhia analisou as seguintes receitas de contratos com clientes:

- (i) Receita de fornecimento de energia;
- (ii) Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD);
- (iii) Receita de venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE;
- (iv) Receita de construção da infraestrutura da concessão;
- (v) Receita de aluguel de postes; e
- (vi) Outras receitas.

Após análise detalhada dessas receitas, os diretores da Companhia concluíram que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente.

Adicionalmente, o pronunciamento determina que a Companhia reconheça a receita originada de um contrato com cliente quando a possibilidade de recebimento for provável, considerando a capacidade e a intenção de pagamento do cliente. Sendo assim, havendo a expectativa de não recebimento, a respectiva receita será apresentada líquida, através de uma conta redutora de fornecimento de energia. A Companhia avaliou os clientes com longo histórico de inadimplência que, por diversos motivos, não tiveram seu fornecimento de energia suspenso e concluiu que o impacto não é material. Dessa forma, a Companhia monitora mensalmente tais recebíveis e os mesmos continuam a ser objeto de constituição de perda esperada de acordo com as políticas da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Com base nas análises realizadas, os diretores da Companhia concluíram que a adoção desse pronunciamento impactou as suas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, nos seguintes itens:

- **Penalidades de seus indicadores individuais de desempenho (DIC, FIC, DMIC e DICRI) que foram reclassificadas de despesa operacional para receita operacional (reduzora da receita de TUSD).**

De acordo com o pronunciamento, as receitas devem ser reconhecidas de forma líquida de contraprestação variável, como por exemplo eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares. Dessa forma, como os indicadores individuais de desempenho refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição, as compensações financeiras ocorridas, em função do não cumprimento das metas estabelecidas pela ANEEL, devem ser deduzidas da própria receita gerada pela TUSD. A aplicação retrospectiva deste pronunciamento no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foi uma reclassificação de R\$ 85.320 mil.

- **Ativo contratual (infraestrutura em construção) representado pelos bens vinculados à concessão, durante o período de construção ou de melhoria, que foram reclassificados da rubrica de ativo intangível da concessão para ativo contratual.**

A infraestrutura em construção representa os ativos de distribuição ainda em formação, cuja obrigação de performance é satisfeita ao longo do tempo em que a mesma é construída. A aplicação retrospectiva deste pronunciamento para os saldos de 1º de janeiro de 2017 e 31 de dezembro de 2017, gerou uma reclassificação de ativo intangível em curso para ativo contratual (infraestrutura em construção) no montante de R\$ 672.429 mil e R\$ 528.151 mil respectivamente.

- **CPC 48/IFRS 09 – Instrumentos Financeiros**

Introduz novas exigências para a classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável do ativo e contabilização de hedge. A Companhia analisou os seguintes instrumentos financeiros:

- (i) Caixa e equivalente de caixa;
- (ii) Investimentos de curto prazo (CDB-DI e operação compromissada);
- (iii) Investimentos de curto prazo (Fundo de investimento);
- (iv) Consumidores, revendedores e outros;
- (v) Contas a receber – acordos;
- (vi) Ativo contratual (infraestrutura em construção);
- (vii) Ativo financeiro da concessão;
- (viii) Ativo financeiro setorial; e
- (ix) Cauções e depósitos vinculados.

- **Classificação e mensuração**

De acordo com o CPC 48/IFRS 9, a classificação e mensuração deve refletir o modelo de negócios da Companhia e avaliar as características de fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. O novo pronunciamento institui três categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

meio do resultado, eliminando as categorias do CPC 38/IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

A Companhia continua avaliando pelo valor justo todos os ativos financeiros anteriormente mensurados ao valor justo, entretanto os investimentos de curto prazo (fundo de investimento) e o ativo financeiro da concessão foram reclassificados de disponível para venda para valor justo por meio do resultado. Anteriormente à adoção do CPC 48, a Companhia não possuía saldos registrados em outros resultados abrangentes, pois o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do respectivo valor justo, portanto não houve nenhum ajuste na adoção inicial desse CPC.

Para os ativos financeiros classificados de acordo com o CPC 38/IAS 39 como empréstimos e recebíveis, cujo objetivo do modelo de negócios de acordo com o CPC 48/IFRS 9 é captar os fluxos de caixa contratuais, representando somente pagamentos de principal e juros, os diretores da Companhia concluíram que tais instrumentos financeiros atendem aos critérios de mensuração e classificação de custo amortizado. Portanto, não se fez necessária a mudança do método de mensuração desses instrumentos.

Os diretores da Companhia avaliaram a classificação dos passivos financeiros e concluíram que não há impacto na classificação e mensuração, pois o novo pronunciamento afeta substancialmente os passivos financeiros classificados a valor justo por meio de resultado. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia não possuía nenhum passivo financeiro mensurado a valor justo por meio de resultado.

- **Redução ao valor recuperável**

O CPC 48/IFRS 9 propõe um modelo prospectivo de perdas esperadas, que substitui o modelo atual de perdas incorridas do CPC 38/IAS 39, em que a Companhia deve registrar contabilmente a expectativa de perda em créditos, e modificações nessas expectativas a cada data de reporte, refletindo as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial do ativo financeiro. Esta metodologia é aplicável aos instrumentos financeiros classificados como custo amortizado ou valor justo por meio de outros resultados abrangentes (com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais, tais como ações).

A Companhia utilizou o expediente prático que permite a abordagem simplificada, cuja perda esperada é calculada por meio de uma matriz por idade de vencimento das contas a receber. Já para as contas a receber oriundas dos acordos com clientes (TCD – Termo de Confissão de Dívida), as perdas foram calculadas com base no histórico de inadimplência e expectativa de recebimento dos contratos vigentes. Dessa forma, as matrizes de perdas, com os correspondentes percentuais de inadimplência, foram aplicadas nos saldos em aberto das contas a receber e parcelamentos, considerando as devidas idades de vencimento.

A aplicação do novo pronunciamento gerou um aumento líquido de R\$ 24.462 mil no início do período mais antigo (1º de janeiro de 2017) e R\$ 56.594 mil no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (constituído por uma perda esperada com crédito de liquidação duvidosa no valor de R\$

37.063 mil e R\$ 85.749 mil respectivamente, reduzida por tributo e contribuição diferidos de R\$ 12.601 mil e R\$ 29.155 mil).

O aumento das perdas esperadas mencionado anteriormente, deve-se principalmente pela diferença da base de cálculo, pois o modelo proposto pelo pronunciamento é mais abrangente do que o critério utilizado anteriormente, que era o definido pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. O novo Pronunciamento estende a perda esperada com créditos de liquidação duvidosa

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

inclusive para os saldos das contas a receber não vencidas e contas a receber de receita não faturada.

Para os demais ativos financeiros passíveis de análise de redução ao valor recuperável não foi reconhecida nenhuma perda esperada no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e 2018, pois de acordo com a avaliação da Companhia além do risco associado ser baixo, não há histórico de perdas.

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, não houve mudança significativa nas práticas contábeis.

(b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019

Os diretores da Companhia informam que os efeitos da adoção do CPC 06 (R2) geraram um aumento do ativo pelo reconhecimento do direito de uso dos ativos arrendados (ativo imobilizado arrendado) e o respectivo aumento do passivo, conforme conciliação demonstrada a seguir:

<u>Impacto na adoção inicial:</u>	Terreno	Imóveis	Veículos	Ativos de tecnologia	Outros ativos	Total
Pagamentos mínimos de arrendamento para os contratos	8.302	117.513	1.418	44.709	3.763	175.705
Impacto da taxa de desconto	(1.716)	(37.409)	(18)	(3.767)	(6)	(42.916)
Exclusão de arrendamentos de baixo valor e curto prazo	-	(15)	(1.106)	-	(3.684)	(4.805)
Ativo de direito de uso	6.586	80.089	294	40.942	73	127.984
Passivo de arrendamento	(6.586)	(80.089)	(294)	(40.942)	(73)	(127.984)

Os contratos já classificados como arrendamento financeiro em 31 de dezembro de 2018, conforme determina o CPC 06 (R1) | IAS 17, foram reclassificados em 1º de janeiro de 2019 de empréstimos e financiamentos para passivo de arrendamento.

Adicionalmente, as despesas relacionadas aos contratos de arrendamentos operacionais são reconhecidas através da despesa de amortização do direito de uso dos ativos e da despesa financeira de juros sobre as obrigações de arrendamento. O quadro a seguir demonstra os impactos no resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

<u>Impacto sobre a demonstração do resultado – aumento (redução) das despesas:</u>	2019
Despesa com depreciação e amortização	33.773
Despesa de arrendamento operacional incluída em serviços de terceiros e outras receitas e despesas operacionais	(40.881)
Resultado do serviço (Lucro bruto)	(7.108)
Despesas financeiras	11.882
Impacto de tributos e contribuições sociais diferidos	(1.623)
Total - impacto na despesa líquida	3.151

Com relação ao fluxo de caixa, o impacto foi um aumento líquido no caixa gerado pelas atividades operacionais e uma redução nas atividades de financiamento, uma vez que as amortizações das parcelas relacionadas ao principal dos passivos de arrendamentos são classificadas como atividades de financiamento. Em relação aos juros pagos, não houve mudança, permanecendo como resultado operacional.

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018

Reclassificação dos saldos comparativos referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Os diretores da Companhia informam que os efeitos das mudanças na política contábil, da aplicação dos CPCs 47 – Receita de Contratos com Clientes e 48 – Instrumentos Financeiros e das reclassificações contábeis, sobre os saldos anteriormente divulgados relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, originalmente autorizado em 9 de março de 2018, estão apresentados a seguir. Vale ressaltar que os impactos são meramente para fins de comparabilidade, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

Reconciliação dos balanços patrimoniais de 1º de janeiro de 2017 (início do período mais antigo) e do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, após adoção do CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes, CPC 48 – Instrumentos Financeiros e reclassificação dos investimentos de curto prazo, serviços em curso e ativos e passivos financeiros setoriais.

Valores em R\$ Mil

	01.01.2017						
	Originalmente apresentado	Ajustes CPC 47	Ajustes CPC 48	Investimentos de curto prazo	Serviços em curso (P&D / PEE)	Ativos/passivos financeiros setoriais	Saldo reapresentado
ATIVO CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	198.773	-	-	813.797	-	-	1.012.570
Investimentos de curto prazo	868.858	-	-	(813.797)	-	-	55.061
Consumidores, revendedores e outros	2.065.198	-	(57.116)	-	-	-	2.008.082
Imposto de renda e contribuição social com passíveis	34.552	-	-	-	-	-	34.552
Outros tributos compensáveis	68.543	-	-	-	-	-	68.543
Contas a receber - acordos	90.014	-	33.352	-	-	-	123.366
Outros créditos	291.839	-	-	-	-	-	291.839
Almoxarifado	23.962	-	-	-	-	-	23.962
Serviços em curso	-	-	-	-	207.358	-	207.358
Despesas pagas antecipadamente	33.041	-	-	-	-	-	33.041
Ativo financeiro setorial	44.243	-	-	-	-	1.206.938	1.251.181
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	3.719.023	-	(23.764)	-	207.358	1.206.938	5.109.555
ATIVO NÃO CIRCULANTE							
Consumidores, revendedores e outros	25.534	-	(13.299)	-	-	-	12.235
Outros tributos compensáveis	44.003	-	-	-	-	-	44.003
Tributos e contribuições sociais diferidos	1.552.540	-	12.601	-	-	-	1.565.141
Cauções e depósitos vinculados	491.806	-	-	-	-	-	491.806
Contas a receber - acordos	6.843	-	-	-	-	-	6.843
Outros créditos	67.196	-	-	-	-	-	67.196
Ativo contratual	-	672.429	-	-	-	-	672.429
Ativo financeiro da concessão	2.386.192	-	-	-	-	-	2.386.192
Ativo financeiro setorial	-	-	-	-	-	254.864	254.864
Investimento	13.082	-	-	-	-	-	13.082
Imobilizado, líquido	69.645	-	-	-	-	-	69.645
Intangível	5.189.333	(672.429)	-	-	-	-	4.516.904
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	8.846.174	-	(698)	-	-	254.864	10.100.340
TOTAL DO ATIVO	13.565.197	-	(24.462)	-	207.358	1.461.802	15.209.895

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**Valores em R\$ Mil**

	01.01.2017				
	Originalmente apresentado	Ajustes CPC 48	Serviços em curso (P&D/PEE)	Ativos/passivos financeiros setoriais	Saldo reapresentado
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	1.468.264	-	-	-	1.468.264
Empréstimos e financiamentos	278.215	-	-	-	278.215
Debêntures	575.065	-	-	-	575.065
Arrendamento financeiro	28.599	-	-	-	28.599
Subvenções governamentais	3.971	-	-	-	3.971
Imposto de renda e contribuição social a pagar	2.627	-	-	-	2.627
Outros tributos a pagar	524.851	-	-	-	524.851
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	23.083	-	-	-	23.083
Obrigações sociais e trabalhistas	115.734	-	-	-	115.734
Encargos setoriais	454.481	-	207.358	-	661.839
Provisão para processos judiciais e outros	163.802	-	-	-	163.802
Outras obrigações	250.225	-	-	-	250.225
Passivo financeiro setorial, líquido	-	-	-	1.206.938	1.206.938
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	3.888.707	-	207.358	1.206.938	5.303.003
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	510.611	-	-	-	510.611
Debêntures	1.830.782	-	-	-	1.830.782
Arrendamento financeiro	48.123	-	-	-	48.123
Subvenções governamentais	11.950	-	-	-	11.950
Obrigações com entidade de previdência privada	3.777.347	-	-	-	3.777.347
Provisão para processos judiciais e outros	359.580	-	-	-	359.580
Encargos setoriais	56.508	-	-	-	56.508
Obrigações sociais e trabalhistas	743	-	-	-	743
Reserva de reversão	66.085	-	-	-	66.085
Outras obrigações	7.047	-	-	-	7.047
Passivo financeiro setorial, líquido	312.902	-	-	254.864	567.766
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	6.981.678	-	-	254.864	7.236.542
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Prejuízos acumulados	-	(24.462)	-	-	(24.462)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.694.812	(24.462)	-	-	2.670.350
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	13.565.197	(24.462)	207.358	1.461.802	15.209.895

Valores em R\$ Mil

	31.12.2017						
	Originalmente apresentado	Ajustes CPC 47	Ajustes CPC 48	Investimentos de curto prazo	Serviços em curso (P&D/PEE)	Ativos/passivos financeiros setoriais	Saldo reapresentado
ATIVO CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	309.283	-	-	288.164	-	-	597.447
Investimentos de curto prazo	291.994	-	-	(288.164)	-	-	3.830
Consumidores, revendedores e outros	2.114.094	-	(55.424)	-	-	-	2.058.670
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	32.126	-	-	-	-	-	32.126
Outros tributos compensáveis	89.512	-	-	-	-	-	89.512
Contas a receber - acordos	141.213	-	(17.026)	-	-	-	124.187
Outros créditos	346.427	-	-	-	-	-	346.427
Almoxnarifado	30.182	-	-	-	-	-	30.182
Serviços em curso	-	-	-	-	154.032	-	154.032
Despesas pagas antecipadamente	37.067	-	-	-	-	-	37.067
Ativo financeiro setorial	18.288	-	-	-	-	958.305	976.593
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	3.410.186	-	(72.450)	-	154.032	958.305	4.450.073
ATIVO NÃO CIRCULANTE							
Consumidores, revendedores e outros	26.679	-	(13.299)	-	-	-	13.380
Outros tributos compensáveis	62.244	-	-	-	-	-	62.244
Tributos e contribuições sociais diferidos	1.969.278	-	29.155	-	-	-	1.998.433
Cauções e depósitos vinculados	532.495	-	-	-	-	-	532.495
Contas a receber - acordos	11.657	-	-	-	-	-	11.657
Outros créditos	46.782	-	-	-	-	-	46.782
Ativo contratual	-	528.151	-	-	-	-	528.151
Ativo financeiro da concessão	3.011.833	-	-	-	-	-	3.011.833
Ativo financeiro setorial	-	-	-	-	-	761.167	761.167
Investimento	44.049	-	-	-	-	-	44.049
Imobilizado, líquido	72.782	-	-	-	-	-	72.782
Intangível	5.082.459	(528.151)	-	-	-	-	4.554.308
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	10.860.218	-	15.856	-	-	761.167	11.637.241
TOTAL DO ATIVO	14.270.404	-	(56.594)	-	154.032	1.719.472	16.087.314

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**Valores em R\$ Mil**

	31.12.2017				Saldo reapresentado
	Originalmente apresentado	Ajustes CPC 48	Serviços em curso (P&D/PEE)	Ativos/passivos financeiros setoriais	
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	1.789.718	-	-	-	1.789.718
Empréstimos e financiamentos	461.099	-	-	-	461.099
Debêntures	534.728	-	-	-	534.728
Arrendamento financeiro	30.616	-	-	-	30.616
Subvenções governamentais	4.916	-	-	-	4.916
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	-	-	-	-
Outros tributos a pagar	452.952	-	-	-	452.952
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	2.046	-	-	-	2.046
Obrigações sociais e trabalhistas	119.379	-	-	-	119.379
Encargos setoriais	296.933	-	154.032	-	450.965
Provisão para processos judiciais e outros	481.893	-	-	-	481.893
Outras obrigações	258.807	-	-	-	258.807
Passivo financeiro setorial, líquido	-	-	-	958.305	958.305
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	4.433.087	-	154.032	958.305	5.545.424
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	473.056	-	-	-	473.056
Debêntures	2.016.646	-	-	-	2.016.646
Arrendamento financeiro	52.867	-	-	-	52.867
Subvenções governamentais	12.570	-	-	-	12.570
Obrigações com entidade de previdência privada	3.707.100	-	-	-	3.707.100
Provisão para processos judiciais e outros	1.546.924	-	-	-	1.546.924
Encargos setoriais	30.868	-	-	-	30.868
Obrigações sociais e trabalhistas	937	-	-	-	937
Reserva de reversão	66.085	-	-	-	66.085
Outras obrigações	8.453	-	-	-	8.453
Passivo financeiro setorial, líquido	113.379	-	-	761.167	874.546
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	8.028.885	-	-	761.167	8.790.052
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Prejuízos acumulados	-	(56.594)	-	-	(56.594)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.808.432	(56.594)	-	-	1.751.838
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
	14.270.404	(56.594)	154.032	1.719.472	16.087.314

Reconciliação da demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, após adoção dos CPCs 47 – Receita de Contratos com Clientes, 48 – Instrumentos Financeiros e reclassificações das multas moratórias/compensatórias, variação cambial de compra de energia de Itaipu e juros líquidos de Benefício Definido – BD:

Valores em R\$ Mil

	2017						
	Originalmente apresentado	Ajustes CPC 47	Ajustes CPC 48	Multas faturas de clientes e fornecedores em atraso	Variação cambial de Itaipu	Juros líquidos de benefício definido	Saldo reapresentado
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	13.168.492	(85.320)	-	-	-	-	13.083.172
CUSTOS OPERACIONAIS							
Custo com energia elétrica	-	-	-	-	-	-	-
Energia elétrica comprada para revenda	(7.558.033)	-	-	-	(3.923)	-	(7.561.956)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA	(241.326)	-	-	-	-	-	(241.326)
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(944.280)	-	-	-	-	-	(944.280)
Custo de operação							
Pessoal e administradores	(821.900)	-	-	-	-	-	(821.900)
Entidade de previdência privada	(392.715)	-	-	-	-	374.321	(18.394)
Serviços de terceiros	(563.412)	-	-	-	-	-	(563.412)
Material	(61.455)	-	-	-	-	-	(61.455)
Custo de construção	(1.035.001)	-	-	-	-	-	(1.035.001)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	(170.563)	-	(48.686)	-	-	-	(219.249)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	(45.829)	-	-	-	-	-	(45.829)
Depreciação e amortização	(524.054)	-	-	-	-	-	(524.054)
Outras receitas e despesas operacionais	(271.658)	85.320	-	100.854	-	-	(85.484)
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(12.630.346)	85.320	(48.686)	100.854	(3.923)	374.321	(12.122.460)
RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)	538.146	-	(48.686)	100.854	(3.923)	374.321	960.712
RESULTADO FINANCEIRO							
Receitas financeiras	340.065	-	-	(102.651)	-	-	237.414
Despesas financeiras	(2.138.661)	-	-	1.797	-	(374.321)	(2.511.165)
Variações cambiais, líquidas	(3.820)	-	-	-	3.923	-	103
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	(1.802.416)	-	-	(100.854)	3.923	(374.321)	(2.273.668)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	(1.264.270)	-	(48.686)	-	-	-	(1.312.956)
Contribuição social	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda	(2)	-	-	-	-	-	(2)
Contribuição social diferida	111.136	-	4.382	-	-	-	115.518
Imposto de renda diferido	308.712	-	12.172	-	-	-	320.884
TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	419.846	-	16.554	-	-	-	436.400
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(844.424)	-	(32.132)	-	-	-	(876.556)

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não houve mudança significativa nas práticas contábeis.

Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 1º de janeiro de 2017

Revisão de Pronunciamentos Técnicos Nº 10/2016 – Aprovado em 4 de agosto de 2016 e divulgado em 22 de dezembro de 2016. Representa alteração aos seguintes Pronunciamentos Técnicos: CPC 03 (R2)/IAS 7 Demonstração dos fluxos de caixa (Iniciativa de divulgação) e CPC 32/IAS 12 Tributos sobre o Lucro (Reconhecimento de Ativos Fiscais Diferidos por Prejuízos Não Realizados). De maneira geral, introduzem melhorias nos textos visando uma melhor aplicação dos pronunciamentos em alinhamento às práticas contábeis internacionais. Com relação ao CPC 03, a alteração resultou em divulgação da conciliação da movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures resultantes das atividades de financiamento do Fluxo de Caixa. As alterações do CPC 32 esclarecem que uma entidade precisa considerar se a legislação tributária restringe as fontes de lucros tributáveis em relação aos quais são permitidas deduções sobre o estorno da diferença temporária dedutível referente a prejuízos não realizados. Além disso, as alterações fornecem orientações sobre de que forma uma entidade deve apurar lucros tributáveis futuros e explicar as circunstâncias em que o lucro tributável poderá incluir a recuperação de alguns ativos por montante superior ao seu valor contábil. A revisão do CPC 32 não trouxe impactos nas demonstrações contábeis da Companhia, uma vez que a prática adotada está em linha com as alterações requeridas.

(c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas e ênfases presentes no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

Quanto ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, não há ressalvas, no entanto, há ênfase quanto a reapresentação de valores em decorrência da adoção do CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente e CPC 48 – Instrumentos Financeiros, e de mudanças na aplicação de determinadas políticas contábeis. Os diretores da Companhia esclarecem que a opinião dos auditores independentes não contém modificação relacionada a esse assunto.

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas e ênfases presentes no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

Os diretores da Companhia esclarecem que a apresentação das demonstrações do valor adicionado (DVA), para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, foi realizada em atendimento à legislação societária brasileira. Estas demonstrações foram também examinadas pelos auditores independentes e estão adequadamente representadas em todos seus aspectos relevantes, segundo os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado.

Os diretores destacam que os Principais Assuntos de Auditoria - PAAs apontados no relatório dos auditores foram:

Exercício social findo em 31 de dezembro de 2019

- Infraestrutura da concessão;
- Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS; e

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

- Realização do imposto de renda e contribuição social diferidos.

Exercício social findo em 31 de dezembro de 2018

- Infraestrutura da concessão; e
- Mudanças de estimativas contábil.

Exercício social findo em 31 de dezembro de 2017

- Discussões judiciais sobre temas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios;
- Acordo com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. sobre contrato de financiamento ECF 1.046/1986;
- Monitoramento dos índices de *covenants*;
- Infraestrutura da concessão; e
- Ativos e passivos financeiros setoriais.

PAAs – são assuntos que, de acordo com o julgamento profissional do auditor, foram mais relevantes na auditoria das demonstrações contábeis do exercício atual. Estes assuntos são selecionados a partir de assuntos comunicados aos responsáveis pela governança durante a auditoria da Companhia. Todos os assuntos acima descritos foram amplamente discutidos com os auditores externos no curso normal de auditoria das Demonstrações Contábeis.

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas e ênfases presentes no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 - Políticas contábeis críticas

A preparação de demonstrações contábeis requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das práticas contábeis.

As estimativas e premissas contábeis são continuamente avaliadas e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros consideradas razoáveis para as circunstâncias. Tais estimativas e premissas podem diferir dos resultados efetivos. A seguir os Diretores da Companhia elencam as principais políticas contábeis consideradas críticas:

Ativo e passivo financeiro setorial

O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de "Parcela A" ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária.

Estas diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pela ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia.

Os saldos a serem recebidos ou devolvidos via tarifa quando do processo tarifário anual são determinados com base em um volume significativo de critérios definidos pelo Poder Concedente, e sujeitos à revisão e homologação por parte do mesmo.

Benefícios de aposentadoria e outros benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objeto de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano. A avaliação atuarial e suas premissas e projeções são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício social, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação atuarial.

A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício social, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação atuarial. Ao determinar a taxa de desconto adequada, a administração considera os títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) com vencimento correspondente a duração da obrigação do benefício definido. A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país as quais são testadas anualmente a fim de verificar sua aderência à experiência recente da população do plano. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. A Companhia faz levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Amortização de ativo intangível da concessão

Os ativos intangíveis são amortizados e reconhecidos no resultado pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente.

Os Diretores afirmam que, para os exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2019, 2018 e 2017, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

Ativo financeiro da concessão

O ativo financeiro da concessão representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, cujo fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e no preço das commodities relacionadas à infraestrutura.

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos, e somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do valor novo de reposição - "VNR" depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA (IGP-M até novembro de 2015) como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão, é mensurado através da referida base de remuneração, e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, ou seja, atribui valor ao ativo imobilizado, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela desse ativo imobilizado que não deve estar amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL tempestivamente.

Perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração

A administração, (i) avalia trimestralmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável, e (ii) efetua anualmente o teste para os ativos intangíveis ainda não disponíveis para uso, contudo, caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado na data identificada.

O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. O gerenciamento dos negócios considera a Companhia uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado com base no WACC definido pelo grupo Enel, controlador da Companhia, o qual considera uma taxa de alavancagem padrão para os negócios em que atua de 50%. A Companhia avaliou que o WACC definido pelo grupo Enel está adequado para o cálculo do valor em uso. Os fluxos de caixa derivam do orçamento

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

de curto prazo e das projeções de longo prazo, contidas no plano de negócios da Companhia para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação

Os Diretores da Companhia entendem que a periodicidade e as premissas utilizadas para a redução do valor recuperável de um ativo estão adequadas aos negócios da Companhia.

Impostos correntes e diferidos

A administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requerem interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias existentes na data do balanço entre os valores contábeis e bases fiscais de ativos e passivos.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico aprovado pelos órgãos de administração da Companhia.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo fiscal corrente contra o passivo fiscal corrente.

Os Diretores entendem que a periodicidade e as premissas utilizadas para recuperação de impostos, conforme acima mencionadas, estão adequadas aos negócios da Companhia.

Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa - PECLD

A PECLD é constituída com base no CPC 48/ IFRS 9. A Companhia utiliza o expediente prático que permite a abordagem simplificada, cuja perda esperada é calculada por meio de uma matriz por idade de vencimento das Contas a Receber (prazo de recuperação de 3,5 anos para a classe Residencial e 5 anos para as demais classes). Já para as contas a receber oriundas dos acordos com clientes (TCD – Termo de Confissão de Dívida) as perdas foram calculadas com base no histórico de inadimplência e expectativa de recebimento dos contratos vigentes. Dessa forma, as matrizes de perdas, com os correspondentes percentuais de inadimplência, foram aplicadas nos

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

saldos em aberto das contas a receber e parcelamentos, considerando as devidas idades de vencimento. O CPC 48 estende a perda esperada com créditos de liquidação duvidosa inclusive para os saldos das contas a receber não vencidas e contas a receber de receita não faturada.

Reconhecimento de receita

As receitas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. As receitas devem ser reconhecidas de forma líquida de contraprestação variável, como por exemplo eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

O reconhecimento e mensuração da receita é efetuado de acordo com o CPC 47/IFRS15, sendo avaliado os cinco passos, conforme requerido pelo referido CPC 47/IFRS 15:

- Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes;
- Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato;
- Determinar o preço de cada tipo de transação;
- Alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e
- Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A estimativa da receita não faturada considera o montante médio diário (montante total faturado / nº de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%).

Os Diretores da Companhia entendem que os critérios utilizados para reconhecimento de receita estão adequados aos negócios da Companhia.

Provisão para processos judiciais e outros

A Companhia, no curso normal de suas operações, está envolvida em processos legais, de natureza cível, tributária, trabalhista, regulatória e ambiental. A Companhia constituiu provisões para processos legais de acordo com orientações de seus consultores legais práticas contábeis do grupo Enel, suficientes para cobrir perdas prováveis.

As estimativas e premissas utilizadas no registro de provisões para processos judiciais e outros da Companhia são revisadas, no mínimo, trimestralmente.

Os Diretores entendem que as estimativas e premissas utilizadas no registro de provisões para processos judiciais e outros da Companhia, bem como a periodicidade em que são revisadas estão adequadas às práticas contábeis e aos negócios da Companhia.

Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

Os Diretores da Companhia entendem que os critérios utilizados para mensurar o valor justo dos instrumentos financeiros são adequados aos negócios da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

(a) os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*)

Os Diretores da Companhia esclarecem que em 31 de dezembro de 2019 a Companhia possui compromissos contratuais relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia que acontecerão nos valores de R\$ 7.538.078 em 2020, R\$7.711.129 em 2021, R\$ 7.941.194 em 2022, R\$ 8.515.154 em 2023 e R\$ 128.598.198 após 2023.

Estes contratos representam o volume e preço total homologados pela ANEEL, atualizado pelo IPCA projetado, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Os Diretores informam que não há outros itens não evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia relativas ao último exercício social.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7 - Itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

(a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor

Não aplicável, pois todos os itens relevantes estão evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia relativas ao último exercício social.

(b) natureza e o propósito da operação

Não aplicável, pois todos os itens relevantes estão evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia relativas ao último exercício social.

(c) natureza e o montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não aplicável, pois todos os itens relevantes estão evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia relativas ao último exercício social.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 - Plano de negócios

(a) investimentos

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Os principais investimentos da Companhia foram destinados a serviços de atendimento ao cliente, a expansão da sua rede, à melhoria da qualidade dos serviços prestados, recuperação de perdas, manutenção, programas de segurança e em tecnologia da informação, visando o ganho de eficiência e o melhor atendimento.

A diretoria da Companhia prevê, para o período entre os anos de 2019 e 2022, que serão destinados aproximadamente R\$ 4.395,7 milhões, principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes, bem como na preservação dos ativos para garantir melhoria dos indicadores de qualidade na distribuição de energia.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

A principal fonte de financiamento para os investimentos da Companhia advém, em sua maioria, de recursos próprios (cerca de R\$4.112,8 milhões), e uma outra parcela advém de recursos de terceiros (projetos autofinanciados, projeção de cerca de R\$282,7milhões).

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

Não há desinvestimentos relevantes em andamento ou previstos.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Não existem planos e/ou projetos já divulgados para aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

(c) novos produtos e serviços

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços divulgados.

A Companhia esclarece que não possui despesas com publicidade, patrocínios e convênios relevantes.

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui pesquisas em andamento já divulgadas.

(ii) montantes totais gastos em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui projetos em desenvolvimento já divulgados.

(iv) montantes totais gastos no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui novos produtos e serviços.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 - Outros fatores com influência relevante

No contexto de prevenção a pandemia declarada no dia 11 de março de 2020 pela Organização Mundial da Saúde – OMS – referente ao novo-coronavírus (COVID-19). Como resposta, a ANEEL adotou medidas temporárias a fim de preservar a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica por meio da resolução normativa mencionada anteriormente. Dentre essas medidas, pode-se citar (i) a vedação temporária da suspensão de fornecimento por inadimplência de consumidores residenciais e de serviços essenciais, entre outras situações específicas; e (ii) a suspensão temporária de algumas exigências regulatórias, tais como a suspensão do atendimento presencial ao público e permissão de substituição de faturas impressas por eletrônicas, priorizando os meios digitais, os atendimentos de urgência/emergência e a manutenção do fornecimento de energia elétrica nas instalações, assim como os pedidos de ligação ou aumento de carga para locais de tratamento da população e os que não necessitem de obras para efetivação.

Como medida de reforço a liquidez financeira do setor de distribuição de energia elétrica, a ANEEL autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a repassar às distribuidoras os recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. O despacho ANEEL nº 986, de 07 de abril de 2020, determinou o repasse aos agentes de mercado.

Adicionalmente, a Presidência da República editou medida provisória ampliando os descontos da tarifa social para 100%, sendo tal subvenção custeada pelo tesouro nacional. Dessa forma, no dia 08 de abril de 2020, o Presidente da República, por meio da Medida Provisória (“MP”) nº 950, que vigorou a partir de 01 de abril, adotou algumas alterações temporárias à Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010, alterando o formato de desconto tarifário para os consumidores beneficiados pela categoria baixa renda, onde a parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 220 KWh/mês passou a ter um desconto de 100% e a parcela do consumo de energia elétrica superior a 220 KWh/mês não teve a incidência de qualquer desconto.

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020 autorizou a criação da CONTA-COVID, cuja gestão será da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A criação dessa conta tem como objetivo minimizar os impactos da pandemia e proporcionar liquidez para as distribuidoras, protegendo a cadeia produtiva do setor elétrico através de recursos financeiros para cobrir déficits tarifários ou antecipar receitas (total ou parcialmente), referentes aos seguintes itens:

- Efeitos financeiros da sobrecontratação;
- Saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA;
- Neutralidade dos encargos setoriais;
- Postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data;
- Saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e
- Antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”, conforme o disposto em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

A CONTA-COVID foi organizada para evitar reajustes maiores das tarifas de energia elétrica. Se não houvesse a proposta da CONTA-COVID, haveria um impacto para os consumidores nos próximos reajustes, com pagamento em 12 meses. Com a CONTA-COVID, esse impacto será diluído em um prazo total de 60 meses. A CONTA-COVID garante recursos financeiros necessários

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

para compensar a perda de receita em decorrência da pandemia e protege o resto da cadeia produtiva do setor elétrico, ao permitir que as distribuidoras continuem honrando seus contratos.

A CONTA-COVID é regulamentada pela Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, e os recursos da conta, serão originados, por meio de “empréstimo setorial”, contraído de um conjunto de bancos. A CCEE foi designada como gestora da conta, centralizando a contratação das operações de empréstimos, e repassando os recursos para as distribuidoras. O credor responsável por contratar o agente fiduciário e garantidor de todo o recurso será a CCEE, que posteriormente fará o repasse para as distribuidoras, seguindo o teto estabelecido para cada distribuidora. A ANEEL homologará o montante dos recursos a serem repassados.

Os aumentos tarifários diferidos neste período, serão pagos em até 5 anos, a partir de 2021, por meio de encargo setorial arrecadado pelas distribuidoras e repassado à CCEE. A CCEE, por sua vez, amortizará o empréstimo contraído junto ao sindicato de bancos credores do empréstimo setorial.

11. Projeções / 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

Nos termos do artigo 20 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 480"), a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas.

Desta forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

(a) objeto da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(b) período projetado e o prazo de validade da projeção

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(d) valores dos indicadores que são objeto da previsão

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

11. Projeções / 11.2 - Acompanhamento das projeções

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas neste Formulário de Referência e quais delas estão sendo repetidas neste Formulário de Referência

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

(c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega deste Formulário de Referência e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não divulga projeções.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

(a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que a ele se reportam

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, com os poderes conferidos pela lei aplicável e de acordo com o estatuto social da Companhia.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é composto por no mínimo três membros, residentes no Brasil ou no exterior, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, para um mandato unificado de 2 anos, sendo permitida a reeleição.

Além de outras hipóteses previstas em lei e no estatuto social da Companhia, compete ao Conselho de Administração:

- aprovar, orçamento anual e suas alterações;
- fixar, observado o montante da remuneração anual global dos Administradores fixada em Assembleia Geral, a remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, quando não houver deliberação a respeito da Assembleia Geral;
- convocar a Assembleia Geral nos casos previstos em lei ou quando julgar conveniente;
- eleger e destituir os membros da Diretoria Executiva;
- manifestar-se sobre o relatório da administração e as contas apresentadas pela Diretoria Executiva e demonstrações financeiras anuais e/ou intermediárias e propor a destinação do lucro líquido de cada exercício;
- declarar (a) no curso do exercício social e até a Assembleia Geral Ordinária, dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (1) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (2) de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral; (b) determinar o pagamento de juros sobre o capital próprio;
- contratar operações financeiras e bancárias ou relativas ao mercado de valores mobiliários inclusive a emissão, para colocação privada ou por meio de oferta pública de distribuição de Notas Promissórias Comerciais (“*Commercial Papers*”) e quaisquer outros instrumentos de crédito e títulos e valores mobiliários de captação pública ou privada de recursos, de uso comum no mercado nacional ou internacional, inclusive suas renovações, renegociações e pré-pagamentos, bem como a garantias de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00;
- deliberar sobre a emissão, para colocação privada ou por meio de oferta pública de distribuição de debêntures, de debêntures conversíveis ou não em ações, de bônus de subscrição, e de outros títulos ou valores mobiliários;
- adquirir, alienar ou onerar bens a serem ou já registrados no ativo permanente, cujo valor exceda a 5% do valor total do ativo permanente no último Balanço publicado;
- celebrar acordos estratégicos, especialmente no campo da inovação e novas tecnologias;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- celebrar contratos de venda de energia de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 50.000.000,00;
- realizar investimentos não previstos no orçamento anual, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 25.000.000,00 e investimentos de caráter estratégico não previstos no orçamento anual, qualquer que seja seu valor;
- aprovar a compra de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00;
- contratar investimentos imobiliários e serviços de manutenção em instalações imobiliárias da Companhia e de segurança patrimonial, em valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 12.000.000,00;
- realizar patrocínios em geral, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00;
- contratar consultorias de qualquer natureza, em valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00;
- contratar publicidade e marketing de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00;
- realizar doações de qualquer natureza, de valor superior ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00;
- celebrar transações judiciais e extrajudiciais que impliquem desembolsos de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00, e praticar atos que importem em renúncia de direitos pela Companhia, de valores superiores ao equivalente em moeda corrente nacional a € 1.000.000,00;
- deliberar sobre a constituição e dissolução de subsidiárias da Companhia, no país e no exterior;
- aprovar a aquisição, pela Companhia, de ações de sua própria emissão, para efeito de cancelamento ou permanência em tesouraria para posterior alienação, nos termos da legislação aplicável;
- aprovar o regimento interno do Conselho de Administração e a criação de comitês de assessoramento do Conselho de Administração e respectivos regimentos;
- escolher e destituir auditores independentes com base em recomendação do Comitê de Auditoria, os quais não poderão prestar à Companhia serviços que, de acordo com as normas profissionais, legislação e regulamentos que regulam a profissão do auditor independente, comprometam a sua independência durante a vigência do contrato;
- submeter à Assembleia Geral proposta de alteração do Estatuto Social da Companhia;
- deliberar sobre a constituição de quaisquer ônus e gravames sobre bens, móveis ou imóveis, direitos e ativos da Companhia e/ou de suas sociedades direta ou indiretamente controladas, sempre que o valor total dos ativos objeto da garantia exceda a 2,5% do patrimônio líquido total da Companhia, ou qualquer porcentagem inferior do mesmo que venha a ser estabelecida pelo Conselho de Administração, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia, exceto: (a) garantias no âmbito de processos administrativos ou judiciais da Companhia; ou (b) garantias exigidas no âmbito dos contratos de compra e venda de energia celebrados no ambiente de contratação regulado;

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

- deliberar sobre os casos omissos neste Estatuto Social que lhe forem submetidos pela Diretoria Executiva ou determinados pela Assembleia Geral;
- aprovar as propostas, protocolos, justificativas e documentos similares a serem submetidos à Assembleia Geral, envolvendo operações de fusão, incorporação, cisão, transformação ou qualquer operação similar que envolva a Companhia e suas subsidiárias; e

(i) regimento interno próprio

A Companhia possui o regimento interno próprio vigente do Conselho de Administração, aprovado em Reunião de Conselho de Administração realizada em 14 de fevereiro de 2019. Tal regimento está disponível no site da Companhia ri.eneldistribuicaosp.com.br.

A Diretoria Executiva possui regimento interno próprio disponível na sede da Companhia.

(ii) comitê de auditoria estatutário

A Companhia não possui atualmente um comitê de auditoria estatutário instalado.

(iii) avaliação do trabalho da auditoria independente pelo conselho de administração

Cabe ao Conselho de Administração da Companhia escolher e destituir os auditores independentes, os quais não poderão prestar à Companhia serviços que, de acordo com as normas profissionais, legislação e regulamentos que regulam a profissão do auditor independente, comprometam a sua independência durante a vigência do contrato.

A Companhia possui Política de Contratação dos Auditores Independentes para outros serviços não relacionados com a auditoria das demonstrações contábeis, aprovada pelo Conselho de Administração em 28 de maio 2018.

(b) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais

A Diretoria Executiva da Companhia é composta por no mínimo quatro e no máximo treze membros, sendo um Diretor Presidente, Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes, Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores, Diretor de Pessoas e Organização, Diretor de Relações Institucionais, Diretor de Comunicação, Diretor de Regulação, Diretor de Mercado, Diretor Jurídico, Diretor de Compras, Diretor de Serviços, Diretor de Segurança Patrimonial e Diretor de Sustentabilidade.

A Diretoria terá mandato unificado de 3 anos, sendo permitida a reeleição. Além de outras funções que lhe forem determinadas pelo Conselho de Administração, os Diretores terão as seguintes atribuições e responsabilidades:

Diretor Presidente: responsável pela gestão e fiscalização das atividades da Companhia e de sua Diretoria, em todas as áreas;

Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes: responsável por assegurar o desenvolvimento e a operação das redes de distribuição e dos processos comerciais de acordo com as necessidades das atividades de distribuição de energia, como: novas conexões, execuções de obras, cortes e religações, bem como a supervisão do controle de perdas de energia e os processos de arrecadação;

Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores: responsável pelo planejamento financeiro e pelas atividades de financiamento, tesouraria, risco financeiro e

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

operações financeiras estruturadas; operações bancárias, linhas de crédito (garantias); celebração e gestão de contratos e obrigações financeiras; gestão das relações com instituições financeiras e relações com investidores, acionistas, credores, analistas de mercado, agências de classificação de riscos, órgãos de regulação e controle dos mercados financeiros e de capitais; gestão de seguros; responsável pelas atividades administrativas e de contabilidade, pela elaboração das demonstrações financeiras da Companhia de acordo com as normas aplicáveis; além de monitorar e apoiar os órgãos de controle interno em suas atividades e fazer a interface com o auditor externo; pela coordenação dos assuntos de natureza tributária e fiscal da Companhia, inclusive em âmbito judicial, e gestão do cumprimento das respectivas obrigações de tal natureza, bem como pela gestão das relações com autoridades fiscais; pelo planejamento estratégico, execução e controle da gestão da Companhia, incluindo formulação, controle e acompanhamento do orçamento e dos indicadores de lucro líquido, dívida líquida, balanço e fluxo de caixa da Companhia;

Diretor de Pessoas e Organização: responsável pelos assuntos afetos à área de recursos humanos, como definição de políticas salariais; desenvolvimento de competências profissionais; organização e relações sindicais, representando a Companhia perante órgãos e outras entidades do trabalho e da previdência social, além de atividades relacionadas com os fundos de pensão e outros benefícios relevantes;

Diretor de Relações Institucionais: responsável pelas atividades de relacionamento institucional da Companhia com órgãos e entidades governamentais, da administração direta ou indireta, e com instituições de classe, bem como pela implementação de ações para preservar a imagem institucional da Companhia;

Diretor de Comunicação: responsável pelo desenvolvimento da estratégia de marca da Companhia, coordenando a execução de eventos, promoções, patrocínios, campanhas de publicidade comercial e institucional e outras iniciativas de comunicação externa; e pela promoção das relações com a mídia nacional e emissão de comunicados de imprensa, além de desenvolver e coordenar projetos de comunicação interna e nas mídias sociais;

Diretor de Regulação: responsável pela definição e promoção dos interesses da Companhia em relação a assuntos e questões regulatórias do setor elétrico e de defesa da concorrência; representação junto aos agentes reguladores e demais órgãos do setor elétrico e da defesa da concorrência;

Diretor de Mercado: responsável por todos os canais de relacionamento com o cliente e o controle do seguimento dos grandes consumidores, definindo e realizando a estratégia comercial e de marketing e a comunicação comercial para cada segmento de clientes; realizar operações comerciais como faturamento, cobrança e gestão de crédito, gerenciando os processos de atendimento e serviço ao cliente;

Diretor Jurídico: responsável pela coordenação, execução e controle dos assuntos afetos à área jurídica, inclusive a defesa da Companhia em todas as esferas judiciais e/ou administrativas, exceto no que se refere a assuntos de natureza tributária e fiscal;

Diretor de Compras: responsável pela gestão e qualificação de fornecedores, compras de materiais, equipamentos e bens em geral e contratações de serviços em geral;

Diretor de Serviços: responsável pela gestão de serviços gerais, incluindo manutenção de edifícios e planejamento de ocupação de instalações; gestão imobiliária, incluindo compra, venda e locação; administração de transportes, viagens e outros serviços de escritório;

Diretor de Segurança Patrimonial: responsável definição e execução de procedimentos de segurança patrimonial, de pessoal e de informações e documentos da Companhia; e

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Diretor de Sustentabilidade: responsável pela definição e implementação de políticas, programas e ações de sustentabilidade empresarial.

Os membros da Diretoria Executiva desempenharão suas funções de acordo com o objeto social da Companhia e de modo a assegurar a condução normal de seus negócios e operações com estrita observância das disposições do estatuto social da Companhia e das resoluções das assembleias gerais de acionistas e do Conselho de Administração.

Compete à Diretoria Executiva administrar e representar a Companhia, com poderes para contrair obrigações, transigir, ceder e renunciar direitos, doar, onerar e alienar bens sociais, inclusive os integrantes do ativo permanente, deliberar sobre a emissão, para colocação privada ou por meio de oferta pública de distribuição de Notas Promissórias Comerciais ("*Commercial Papers*") sempre observadas as disposições e os limites aplicáveis e os atos de competência exclusiva do Conselho de Administração previstos em lei e no estatuto social da Companhia.

(c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente

O Conselho Fiscal da Companhia tem funcionamento não permanente e, quando instalado, deverá ser composto por no mínimo três e no máximo cinco membros efetivos e respectivos suplentes, acionistas ou não, residentes no país, com mandato de um ano, eleitos em Assembleia Geral, que também estabelecerá a respectiva remuneração, sendo admitida a reeleição.

O Conselho Fiscal da Companhia não foi instalado pelo acionista da Companhia para o exercício social corrente.

(d) mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que a ele se reporta

Não há mecanismos de avaliação de desempenho para os membros do conselho de administração e comitês.

(i) periodicidade da avaliação e sua abrangência

O processo de avaliação de desempenho da Diretoria Executiva da Companhia ocorre anualmente com base nas metas definidas para cada membro. Além disso, a Companhia também realiza o acompanhamento de metas definidas com base no planejamento estratégico do ano ("*Scorecard*") e que possui relação direta com o pagamento de bônus da Diretoria Executiva.

Os demais órgãos da administração e comitês da Companhia não possuem mecanismos de avaliação de desempenho.

(ii) metodologia adotada e principais critérios utilizados na avaliação

O processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários da Companhia está alinhado com suas estratégias, conjunto de objetivos estratégicos e metas de curto e longo prazo contido no mapa estratégico. Essas metas têm abrangência em todos os processos de negócio e áreas, bem como são desdobradas e formalizadas por meio de Scorecard. O acompanhamento do contrato de gestão acontece mensalmente dentro dos fóruns de performance. No final do ano, é feita uma avaliação completa do nível de alcance dos objetivos e metas da Companhia.

Não existe processo formal de avaliação de desempenho para os membros dos comitês ou órgãos, nem tampouco para os membros do conselho de administração. Arelado ao processo de administração de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários, a Companhia tem uma prática de remuneração variável baseada em metas empresariais qualitativas e quantitativas.

12. Assembléia e administração / 12.1 - Estrutura administrativa

Dessa forma, a Companhia busca atribuir aos seus executivos incentivos de médio e longo prazo, que objetivam alinhar os interesses dos próprios executivos e acionistas.

(iii) como os resultados da avaliação são utilizados para aprimorar o funcionamento do órgão

Através do processo de avaliação de desempenho, a Companhia realiza o acompanhamento da contribuição individual de cada executivo e, conseqüentemente, do respectivo órgão ocupado como um todo como estratégia de organização. A avaliação é realizada para alcançar objetivos de curto prazo e que resultam em melhorias para Companhia a longo prazo.

(iv) contratação de serviços de consultoria ou assessoria externos

A Companhia pode vir a contratar serviços de consultoria ou assessoria externos para realizar as avaliações de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários, no entanto, nos últimos três exercícios sociais a Companhia não contratou tais serviços.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

(a) prazos de convocação

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) competências

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(d) identificação e administração de conflito de interesses

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(f) formalidades necessárias para a aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto à distância, quando enviados diretamente à Companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

12. Assembléia e administração / 12.2 - Regras, políticas e práticas em assembleias**(h) sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto à distância ou de participação à distância**

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberações, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto à distância

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(j) manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(k) outras informações necessárias à participação à distância e ao exercício do direito de voto à distância

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

12. Assembléia e administração / 12.3 - Regras, políticas e práticas do CA

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(a) número de reuniões realizadas no último exercício social

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(d) política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração

(i) órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e local na rede mundial de computadores para consulta

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(ii) principais características

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos**12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem**

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

12. Assembléia e administração / 12.4 - Cláusula compromissória - resolução de conflitos

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Marcia Massotti Carvalho	01/04/1976	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2019	18/03/2022	0
043.055.727-29	Economista	19 - Outros Diretores	13/05/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretora de Sustentabilidade			
Flavia da Silva Baraúna	21/02/1977	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2019	18/03/2022	0
047.486.047-78	Contadora	19 - Outros Diretores	13/05/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretora de Serviços			
Janaina Savino Villela	12/02/1980	Pertence apenas à Diretoria	13/05/2019	18/03/2022	0
088.290.577-54	Jornalista	19 - Outros Diretores	13/05/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretora de Comunicação			
Rosario Zaccaria	24/10/1968	Pertence apenas à Diretoria	20/03/2019	18/03/2022	1
063.959.897-82	Engenheiro	19 - Outros Diretores	20/03/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes			
Max Xavier Lins	30/10/1962	Pertence apenas à Diretoria	20/03/2019	18/03/2022	1
350.048.004-72	Engenheiro	10 - Diretor Presidente / Superintendente	20/03/2019	Sim	0%
Não se aplica					
Anna Paula Hiotte Pacheco	05/11/1974	Pertence apenas à Diretoria	22/08/2019	18/03/2022	0
043.007.817-02	Engenheira		22/08/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretora de Regulação			
Margot Frota Conh Pires	13/06/1975	Pertence apenas à Diretoria	22/08/2019	18/03/2022	0
718.593.303-04	Economista	19 - Outros Diretores	22/08/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretora de Compras			
José Nunes de Almeida Neto	15/12/1955	Pertence apenas à Diretoria	27/09/2019	18/03/2022	0
116.258.723-72	Engenheiro	19 - Outros Diretores	27/09/2019	Sim	0%
Não se aplica		Diretor de Relações Institucionais			
Raffaele Enrico Grandi	03/09/1969	Pertence apenas à Diretoria	01/04/2020	18/03/2022	0

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
060.306.337-32	Economista	12 - Diretor de Relações com Investidores	01/04/2020	Sim	0%
Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores					
Britaldo Pedrosa Soares	11/04/1956	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2020	AGO/2021	8
360.634.796-00	Engenheiro	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	08/04/2020	Sim	100%
Vice-Presidente do Conselho de Administração					
Guilherme Gomes Lencastre	17/06/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2020	AGO/2021	1
045.340.147-32	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08/04/2020	Sim	100%
Não se aplica					
Regina Lucia Strepeckes	07/02/1969	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2020	ago/2021	0
115.836.248-05	Bacharel em Letras	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08/04/2020	Não	100%
Não se aplica					
Mario Fernando de Melo Santos	18/07/1938	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2020	AGO/21	0
000.541.194-72	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	08/04/2020	Sim	100%
Presidente do Conselho de Administração					
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira	29/07/1968	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2020	AGO/2021	0
002.533.027-65	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	08/04/2020	Sim	100%
Não se aplica					
Nicola Cotugno	24/10/1962	Pertence apenas ao Conselho de Administração	08/04/2020	AGO/2021	0
065.191.267-99	Engenheiro Mecânico	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	08/04/2020	Sim	100%

12. Assembléia e administração / 12.5/6 - Composição e experiência prof. da adm. e do CF

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			

Não se aplica

Márcia Sandra Roque Vieira Silva	11/04/1956	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	22/08/2019	18/03/2022	0
275.382.303-00	Engenheira	39 - Outros Conselheiros / Diretores	22/08/2019	Sim	100%
Membro do Conselho de Administração		Diretora de Mercado			

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29

É Diretora de Sustentabilidade da Companhia desde maio de 2019. É graduada em Ciências Econômicas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, com Mestrado em Economia com ênfase em Finanças pelo IBMEC- RJ, Pós-Graduação em Ciências Contábeis pela UERJ, com MBA em Gestão de Negócios pelo IMBEC. Atualmente é: (i) Diretora de Sustentabilidade do Grupo Enel no Brasil; e (ii) Membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. A Sra. Marcia Massotti Carvalho não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Flavia da Silva Baraúna - 047.486.047-78

É Diretora de Serviços da Companhia desde maio de 2019. É formada em Ciências Contábeis pela UERJ, com MBA em Gestão de Negócios pelo IMBEC. Atualmente é: (i) Diretora de Segurança Patrimonial e de Serviços do Grupo Enel no Brasil; e (ii) Membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. A Sra. Flávia Baraúna não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Janaina Savino Villela - 088.290.577-54

É Diretora de Comunicação da Companhia desde maio de 2019. É formada em Jornalismo pela UniverCidade no Rio de Janeiro, com MBA em Gestão de Negócios pelo IBMEC-RJ. Atualmente é: (i) Diretora de Comunicação do Grupo Enel no Brasil; e (ii) Membro do Conselho de Administração da Ampla Energia e Serviços S.A. A Sra. Janaina Villela não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Rosario Zaccaria - 063.959.897-82

É Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes da Companhia desde março de 2019. Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federico II, Napoli. Atualmente é Head de operações comerciais de rede, medição de energia, balanço energético e operação de recuperação do Grupo Enel. Além dessa, também exerceu nos últimos 5 anos: (i) Head de rede de operações comerciais de infra-estrutura global da Enel SpA, de dezembro de 2015 a dezembro de 2017; (ii) Diretor Senior na Catalunya Occidental na Endesa Distribution S.A. (Tarragona) de abril de 2013 a novembro de 2015; e (iii) Gerente da Central Catalynya da Endesa Distribution S.A. (Barcelona) de abril de 2011 a março de 2013.

O Sr. Rosario Zaccaria não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Max Xavier Lins - 350.048.004-72

É Diretor Presidente da Companhia desde novembro de 2018. É formado Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE/1986), especializado em Proteção de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC/1990) e possui MBA em Finanças Empresariais pela Fundação Getúlio Vargas (FGV 2002/2003). Nos últimos anos exerceu a função de: (i) Diretor-Presidente da Queiroz Galvão Energia S/A, de abril de 2012 a outubro de 2018; (ii) Diretor Executivo Comercial e Armazenamento de Energia da Elektro Eletricidade e Serviços S.A., de julho de 2008 a abril de 2012; (iii) Diretor Comercial da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., de novembro de 2003 a junho de 2008; (iv) Diretor Comercial e Suprimento da NC Energia S/A (Grupo Neoenergia), de abril de 2001 a outubro de 2003; (v) Gerente Comercial, de Planejamento de Mercado, Tarifas e Suprimento de energia da CELPE – Companhia Energética de Pernambuco, de 1989 a de 2001; e (vi) engenheiro da Themag Engenharia Ltda., de 1986 a de 1988.

O Sr. Max Xavier Lins não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Anna Paula Hiotte Pacheco - 043.007.817-02

É Diretora de Regulação da Companhia desde agosto de 2019. É graduada em Engenharia de Produção pela Pontifícia Universidade Católica (PUC), possui pós-graduação em Project Management, pela Fundação Getúlio Vargas. Anna Paula Hiotte é atualmente Diretora de Regulação do Grupo Enel no Brasil. Anteriormente atuou como Head de Questões Regulatórias Brasil e Uruguai – Enel Green Power, de fevereiro de 2013 a novembro de 2016; Head de Gestão Regulatória e de Energia – Brazil GDF Suez (Acionista majoritária na Energia Sustentável do Brasil), de setembro de 2010 a fevereiro de 2013; Coordenadora de Gestão Regulatória e de Energia – Endesa – Brasil, de março de 2000 a agosto de 2010. Nos últimos 5 anos, Anna Paula Hiotte não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04

É Diretora de Compras da Companhia desde agosto de 2019. É graduada em Economia pela Universidade Federal do Ceará, com MBA em Gestão de Negócios para o Setor Elétrico, pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais – IBMEC. Margot Cohn é atualmente Diretora de Compras do Grupo Enel. Em 1998, ingressou na distribuidora de energia elétrica Enel Distribuição Ceará, na área de Compras e, em 2003, passou a trabalhar no Rio de Janeiro na sinergia entre as cadeias de suprimentos das duas distribuidoras da Enel no país – uma no Rio e outra no Ceará. Em 2005, assumiu a gerência de Aprovisionamentos da Enel Distribuição Rio. Em 2008, comandou a unificação das operações de supply chain de todas as empresas da Enel no Brasil, também como gerente da área. Em 2012, Margot Cohn foi para o Chile como subdiretora de Compras de Materiais para a América Latina, em um programa de job rotation de executivos, e passou a ser responsável por compras de materiais para as empresas do grupo na região. Nos últimos 5 anos, Margot Frota não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

É Diretor de Relações Institucionais da Companhia desde setembro de 2019. José Nunes de Almeida Neto assumiu o cargo de Diretor de Operação, em janeiro de 1995, participando do Projeto de preparação para privatização da Coelce. Em novembro de 1999 passou a ser Gerente de Projetos Institucionais, trabalhando na otimização do programa de investimentos especiais do Estado do Ceará, em 2015 assumiu a Diretoria de Relações Institucionais do Grupo Enel no Brasil, sendo atualmente Diretor de Relações Institucionais na Ampla Energia e Serviços S.A, na Companhia Energética do Ceará – COELCE, na Enel Cien S.A, a Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A, na Enel Brasil S.A, e na CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. Nos últimos 5 anos, José Nunes não tem qualquer condenação criminal, qualquer condenação em processo administrativo da CVM, nem qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tenha suspenso ou inabilitado a prática de atividade profissional ou comercial.

Raffaele Enrico Grandi - 060.306.337-32

É Diretor de Administração, Finanças, Controle e de Relações com Investidores da Companhia desde abril de 2020. Formou-se em Ciências Econômicas pela Universidade de Génova. Iniciou sua carreira em 1995 como Consultor da Metis SpA, Grupo Telecom, empresa especializada em Gestão, Marketing e Estratégia de Negócios. Em 2006 ingressou no Grupo Enel como CFO da Enel Green Power Brasil, atuando na aquisição de ativos hidrelétricos, estruturação do departamento financeiro e de contabilidade. Posteriormente, ocupou diversas posições em outros países. Desde 2015 é CFO da Enel Chile. O Sr. Raffaele Grandi não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Britaldo Pedrosa Soares - 360.634.796-00

É membro do Conselho de Administração da Companhia desde abril de 2008 e Vice-presidente do Conselho de Administração desde 1º de abril de 2016. É também membro do Comitê de Auditoria da Companhia desde janeiro de 2018. É graduado em Engenharia Metalúrgica pela UFMG, com pós-graduação em Engenharia Econômica e Financeira na Fundação Dom Cabral e participou em diversos programas de educação executiva, dentre os quais o Senior Management Executive Program e o Finance Development Program, ambos na Darden School of Business – University of Virginia. Atualmente é: (i) membro do Conselho de Administração da Atiaia Energia S.A. – Grupo Cornélio Brennand, desde 2018; (ii) membro do Conselho de Administração e do Comitê de Conformidade da Odebrecht Engenharia e Construção S.A., desde agosto de 2018; (iii) membro do Conselho Estratégico da Nexans do Brasil, desde abril de 2018; (iv) Conselheiro Sênior da Cypress Associates, desde novembro de 2016; (v) Presidente do Conselho de Administração da Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base (“ABDIB”), desde julho de 2018; (vi) Vice-Presidente do Conselho de Administração da ABDIB, desde agosto de 2017; e (vii) membro do Conselho de Administração da ABDIB, desde 2011; Foi: (i) membro do Comitê de Energia da Klabin S.A., de junho de 2016 a dezembro de 2018; (ii) Presidente do Conselho de Administração da AES Tietê Energia S.A., de abril de 2016 a abril de 2018; (iii) membro do Conselho de Administração da Câmara Americana de Comércio (“AMCHAM”), de 2011 a 2016; (vi) membro do Comitê Executivo e coordenador do Comitê de Advocacy da AMCHAM, em 2016; (vii) Presidente do Comitê de Competitividade da AMCHAM, de 2017 a 2018; (viii) Presidente do Conselho de Administrador da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., de abril de 2016 a novembro de 2016; (ix) membro do Conselho de Administração do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de 2008 a 2016; (x) membro do Conselho de Administração da CEMIG, de 2009 a 2011; (xi) membro do Conselho de Administração da Dayton Power & Light, Ohio – USA, de 2012 a 2013; (xii) membro do Conselho de Administração da AES Gener S.A., de 2008 a 2011; (xiii) membro do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças de São Paulo – IBEF, de 2006 a 2007; e (xiv) membro do Conselho de Administração da Eletricidad de Caracas, de 2006 a 2007. Exerceu ainda as seguintes funções: (i) Vice-Presidente Financeiro da Prisma Energy International, de 1999 a 2005; (ii) Diretor Financeiro / Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Prisma Energy para o Brasil, Bolívia e Argentina, da Enron América do Sul, de 2001 a 2003, e de sua distribuidora de energia elétrica Elektro Eletricidade e Serviços S.A., de 1999 a 2003; (iii) Presidente e CEO, no Grupo CAEMI/Jari, da Jari Celulose S.A. (de 1992 a 1998) e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da unidade de negócios de celulose e produtos florestais; (iv) Vice-Presidente de Finanças Corporativas e Banco de Investimento do Citibank N.A.; (vi) Presidente e CEO do Grupo AES no Brasil (2007 a 2016); e Diretor Financeiro / Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores para o Brasil (de 2005 a 2007). O Sr. Britaldo Pedrosa Soares não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32

É membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia desde novembro de 2018. É formado em Engenharia de Produção - Civil pela Pontifícia da Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Desde 2014 exerce a função de Diretor de Desenvolvimento de Negócios de Infra-Estrutura e Redes do Grupo Enel. Nos 6 (seis) anos anteriores também exerceu a função de CEO (Chief Executive Officer) das Empresas de Geração do Grupo Enel no Brasil (CGTF – Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A e Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA, atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A) e da Transmissora do Grupo Enel no Brasil (atual Enel Cien S.A). Além disso, foi: (i) membro do Conselho de Administração da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. – CGTF, de novembro de 2005 a dezembro de 2012, tendo ocupado a posição de Presidente do respectivo conselho de janeiro de 2009 a dezembro de 2012; (ii) membro do Conselho de Administração da Companhia de Interconexão Energética - CIEN (atual Enel Cien S.A.), de janeiro de 2009 a junho de 2011; e (iii) membro do Conselho de Administração das Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A – CDSA (atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A), de fevereiro de 2005 a junho de 2011, tendo ocupado o cargo de Presidente de referido conselho de abril de 2009 a junho de 2011. O Sr. Guilherme Gomes Lencastre não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Regina Lucia Strepeckes - 115.836.248-05

É membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia desde abril de 2020.. Formou-se em Letras. Iniciou a carreira realizando atendimento comercial e técnico em agência de atendimento; por 6 anos representou a Companhia em audiências de conciliação e instrução junto ao Procon e Juizados Especiais Cíveis. Atualmente, pertence a Diretoria Executiva do Sindicato dos Eletricistas de São Paulo, na pasta de Benefícios e da Fenatema – Federação Nacional dos Trabalhadores em Água, Energia e Meio ambiente. Responde ainda pelas pastas de Saúde e Segurança do Trabalho e da Mulher e, ainda, pertence ao Conselho dos Centro de Referência em Saúde do Trabalhador - Sé e a Diretoria do Diesat na função de Conselheira Fiscal.

A Sra. Regina Lucia Strepeckes não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

É Presidente do Conselho de Administração da Companhia desde abril de 2020. Engenheiro Eletricista, formado na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Pernambuco, com curso de especialização em Operação e Manutenção de Grandes Sistemas de Potência na Europa e nos Estados Unidos. Atualmente é Presidente do Conselho de Administração da ENEL Brasil, e também Presidente dos Conselhos das Empresas de Distribuição do Grupo no Brasil - ENEL Distribuição Rio (AMPLA), ENEL Distribuição Ceará (COELCE) e CELG Distribuição Goiás (CELG D).

O Sr. Mario Fernando de Melo Santos não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira - 002.533.027-65

É membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia desde novembro de 2018. É formado em Administração de Empresas pela Faculdade de Administração de Brasília, com pós-graduação em Inteligência Competitiva pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UNI – RIO), possui MBA (Master in Business Administration) pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD/UFRJ) e cursos de extensão pela Harvard Business School (Executive Program in Energy Management), Chicago Booth University (CFO Program) e Columbia Business School (Driving Strategic Impact). Atualmente ocupa os cargos de: (i) Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle na Enel Brasil; (ii) Diretor Administrativo e Financeiro da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.; (iii) Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle e Diretor de Assessoria Tributária da Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.; (iv) Diretor Financeiro e de Planejamento e Controle e Diretor Administrativo Interino da Enel Cien S.A.; (v) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle na Ampla Energia e Serviços S.A.; (vi) Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle na Companhia Energética do Ceará – COELCE; (vii) Diretor Administrativo, Financeiro e de Planejamento e Controle na Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.; e (viii) membro efetivo do Conselho de Administração da Enel Brasil S.A., da Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A., da Companhia Energética do Ceará – COELCE, da Ampla Energia e Serviços S.A e Celg Distribuição S.A. - CELG-D. Nos últimos 5 (cinco) anos também exerceu a função de: (i) responsável por Planejamento, Controle e Contabilidade pela Holding Enel Brasil e pelas empresas de distribuição Ampla e Coelce, de novembro de 2005 a maio de 2013; e (ii) CFO em empresas do Grupo Enel na Colômbia, de julho de 2013 a julho de 2016. Também foi membro do conselho de administração da: (i) Companhia Energética do Ceará – COELCE, de abril de 2008 a junho de 2013; e (ii) Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A (atual Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A), de abril de 2008 a novembro de 2011.

O Sr. Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Nicola Cotugno - 065.191.267-99

É membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia desde novembro de 2018 e Vice - Presidente do Conselho de Administração desde dezembro de 2018. É formado em Engenharia Mecânica pela Universidade La Sapienza de Roma (Italia). Também cursou: (i) o Programa executivo de estudo de liderança para Energia pela Harvard Business School; (ii) a Tecnologia de estudo Nuclear para Executivos no Department of Nuclear Science and Engineering/MIT; (iii) o Programa Executivo Internacional pelo Institut européen d'administration des affaires - INSEAD (França); e (iv) o Treinamento técnico para gestores da ENEL pela ENEL Power Generation Academy. Atualmente é CEO da Enel Chile. Foi: (i) membro do Conselho de Administração da Eurelectric (Associação das Empresas Europeias de Energia Elétrica); e (ii) membro do Conselho de Administração da Wano (Moscow Centre). Além destas, nos últimos 5 (cinco) anos também exerceu a função de: (i) Diretor de Geração, Diretor da Divisão de Gerenciamento de Energia e membro do Conselho de Administração da Slovenske Electrame (Eslováquia), de janeiro de 2013 a janeiro de 2015; e (ii) CEO da Slovenské Elektrárne (Eslováquia) e Presidente do Conselho de Administração Slovenske Electrame (Eslováquia), de fevereiro de 2015 a agosto de 2016.

O Sr. Nicola Cotugno não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00

É membro efetivo do Conselho de Administração da Companhia desde novembro de 2018 e membro da Diretoria Executiva desde agosto de 2019. É formada em Engenharia Civil, possui especialização em Engenharia de Segurança e Saúde Ocupacional, e com MBA (Master in Business Administration) em Gestão de Negócios, com ênfase no setor elétrico, pela Universidade de Fortaleza (UNIFOR). Atualmente é Diretora de Mercado da Companhia Energética do Ceará – COELCE e Ampla Energia e Serviços S.A. Nos últimos 5 (cinco) anos também exerceu a função de: (i) Diretora de RH da Enel Green Power (Sul e Centro América), de novembro de 2014 a julho de 2016; e (ii) Diretora de RH da Latino américa (Endesa), de fevereiro de 2012 a novembro de 2014.

A Sra. Marcia Sandra Roque Vieira Silva não possui qualquer condenação criminal ou em processo administrativo da CVM e as penas aplicáveis, ou, todavia, qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que o tenha suspenso ou inabilitado para a prática de atividade profissional ou comercial qualquer, e declara que não é considerado pessoa politicamente exposta, nos termos da Instrução CVM nº 301, de 16 de abril de 1999, conforme alterada.

Tipo de Condenação	Descrição da Condenação
Marcia Massotti Carvalho - 043.055.727-29 N/A	
Flavia da Silva Baraúna - 047.486.047-78 N/A	
Janaina Savino Villela - 088.290.577-54 N/A	
Rosario Zaccaria - 063.959.897-82 N/A	

Max Xavier Lins - 350.048.004-72

N/A

Anna Paula Hiotte Pacheco - 043.007.817-02

N/A

Margot Frota Conh Pires - 718.593.303-04

N/A

José Nunes de Almeida Neto - 116.258.723-72

N/A

Raffaele Enrico Grandi - 060.306.337-32

N/A

Britaldo Pedrosa Soares - 360.634.796-00

N/A

Guilherme Gomes Lencastre - 045.340.147-32

N/A

Regina Lucia Strepeckes - 115.836.248-05

N/A

Mario Fernando de Melo Santos - 000.541.194-72

N/A

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira - 002.533.027-65

N/A

Nicola Cotugno - 065.191.267-99

N/A

Márcia Sandra Roque Vieira Silva - 275.382.303-00

N/A

12. Assembléia e administração / 12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Atualmente, a Companhia não possui comitês em funcionamento.

12. Assembléia e administração / 12.9 - Relações familiares

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

12. Assembléia e administração / 12.10 - Relações de subord., prest. serviço ou controle**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

12. Assembléia e administração / 12.11 - Acordos /Seguros de administradores

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

Em linha com a sua política de contratação de seguros, a Companhia contratou apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (“D&O”), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia e do pagamento de multas, penalidades e acordos contratuais e administrativos impostos aos administradores da Companhia, durante o regular exercício de suas atividades.

A contratação da cobertura de pagamento de multas e acordos contratuais visa garantir aos administradores que a Companhia os manterá indenizados contra perdas decorrentes de reclamações de terceiros que acarretem em, multas e penalidades em virtude de atos danosos praticados no exercício regular das suas funções, excetuadas as hipóteses de culpa grave e dolo, além de outras previstas no mesmo contrato. A Companhia entende que está em conformidade com as melhores práticas de mercado e protegendo seus administradores no exercício de sua função na Companhia.

A atual apólice de D&O está vigente até 10 de 11 de 2020 sob o prêmio total líquido de R\$ 182.666,82. A referida apólice de Seguro, contratada em nome da Enel Brasil S.A., abrange não só os executivos da Enel Distribuição São Paulo, como também os executivos das demais organizações da Tomadora Enel Brasil S.A, podendo tal limite ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros.

A Companhia não presta compromisso de indenidade com seus administradores que preveja o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à companhia ou do pagamento de multas e acordos administrativos que não estejam cobertos pelo D&O.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

12.12 - Outras informações relevantes

Práticas de Governança Corporativa

Código Brasileiro de Governança Corporativa coordenado pelo IBGC

Segundo o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa ("IBGC"), governança corporativa é o sistema pelo qual as sociedades são dirigidas e monitoradas, envolvendo os relacionamentos entre acionistas, conselho de administração, diretoria, auditores independentes e Conselho Fiscal. Os princípios básicos que norteiam esta prática são: (i) transparência; (ii) equidade; (iii) prestação de contas (*accountability*); e (iv) responsabilidade corporativa.

Pelo princípio da transparência, entende-se que a administração deve cultivar o desejo de informar não só o desempenho econômico-financeiro da companhia, mas também todos os demais fatores (ainda que intangíveis) que norteiam a ação empresarial. Por equidade entende-se o tratamento justo e igualitário de todos os grupos minoritários, colaboradores, clientes, fornecedores ou credores. O *accountability*, por sua vez, caracteriza-se pela prestação de contas da atuação dos agentes de governança corporativa a quem os elegeu, com responsabilidade integral daqueles por todos os atos que praticarem. Por fim, responsabilidade corporativa representa uma visão mais ampla da estratégia empresarial, com a incorporação de considerações de ordem social e ambiental na definição dos negócios e operações.

Dentre as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em seu Código Brasileiro de Governanças Corporativa, a Companhia adota as seguintes:

- capital social composto somente por ações ordinárias, proporcionando direito de voto a todos os acionistas;
- obrigatoriedade de realização de oferta pública de aquisição de ações quando da ocorrência de transações em que se configure a alienação do controle acionário a todos os sócios e não apenas aos detentores do bloco de controle. Todos os acionistas têm a opção de vender suas ações pelo mesmo preço e nas mesmas condições. A transferência do controle é feita a preço transparente;
- contratação de empresa de auditoria independente que tenha prestado serviços de auditoria interna para a companhia há mais de três anos;
- não acumulação do cargo de diretor-presidente e presidente do conselho de administração;
- adoção de política de gerenciamento de riscos, código de ética e conduta e política de negociação de valores mobiliários;
- definição de calendário anual com previsão de agenda anual temática com assuntos relevantes e datas de discussão, incluindo as datas das reuniões ordinárias;
- atas de reunião do conselho de administração redigidas com clareza e que registram as decisões tomadas, as pessoas presentes, os votos divergentes e as abstenções de voto; e
- utilização da assembleia geral de acionistas para comunicar a condução dos negócios da companhia, sendo que as atas permitem a identificação dos votos proferidos pelos acionistas

Conselheiro representante dos empregados.

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

O conselheiro da administração Sra. Regina Lucia Strepeckes foi eleita nos termos do artigo 140, parágrafo único, da Lei das Sociedades por Ações, o qual prevê sobre a participação de representantes dos empregados no Conselho de Administração, escolhidos pelo voto destes, em eleição direta, organizada pela empresa, em conjunto com as entidades sindicais que os representem.

Para maiores informações sobre os membros do Conselho de Administração, vide item 12.6/8 deste Formulário de Referência.

Assembleias Gerais

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais foram realizadas as seguintes assembleias gerais da Companhia, as quais foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com exceção da Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 02 de janeiro de 2018, cujas matérias foram parcialmente deliberadas na Assembleia Geral Extraordinária de 11 de janeiro de 2018, realizada em segunda convocação:

- Assembleia Geral Ordinária, realizada em 08 de abril de 2020, em primeira convocação, presente o acionista representando 100% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 30 de dezembro de 2019, em primeira convocação, presente o acionista representando 100% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 26 de novembro de 2019, em primeira convocação, presente o acionista representando 97,38% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 06 de novembro de 2019, em primeira convocação, presente o acionista representando 95,88% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 25 de abril de 2019, em primeira convocação, presentes acionistas representando 95,88% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 30 de novembro de 2018, presente acionistas representando 95,89% do capital social votante;
- Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 27 de abril de 2018, presente acionistas representando 68,73% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 11 de janeiro de 2018, em primeira convocação, presentes acionistas representando 54,41% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 02 de janeiro de 2018, em primeira convocação, presentes acionistas representando 58,22% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 12 de setembro de 2017, presentes acionistas representando 73,08% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 11 de maio de 2017, presentes acionistas representando 73,08% do capital social votante;
- Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 20 de abril de 2017, presente acionistas representando 97% do capital social votante;
- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 22 de fevereiro de 2017, presentes acionistas representando 73,08% do capital social votante; e

12. Assembléia e administração / 12.12 - Outras inf. relev. - Assemb. e Adm

- Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 9 de janeiro de 2017, presentes acionistas representando 50,00001%; do capital social votante.

Conselho Fiscal

A Companhia possuiu um Conselho Fiscal instalado até o exercício de 2018. Em virtude do não recebimento do número de votos suficientes do capital social e votante da Companhia, na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 25 de abril de 2019, o Conselho Fiscal não foi instalado. Para o exercício de 2020, conforme a Assembleia Geral Ordinária, realizada em 08 de abril de 2020, o acionista representando 100% do capital social e votante da Companhia, optou por não instalar o Conselho Fiscal.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

(a) objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(ii) qual a proporção de cada elemento na remuneração total

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(iv) razões que justificam a composição da remuneração

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(v) membros não remunerados

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.1 - Política/prática de remuneração

(d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(h) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(i) órgãos e comitês que participam do processo decisório e de que forma participam

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(iii) frequência e forma de avaliação do conselho de administração para adequação da política de remuneração

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.2 - Remuneração total por órgão**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2020 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	0,13		7,13
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.202.059,00	4.997.648,00		6.199.707,00
Benefícios direto e indireto	0,00	1.468.500,00		1.468.500,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	246.205,00	999.530,00		1.245.735,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos INSS	Encargos INSS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	2.441.942,00		2.441.942,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	531.531,00		531.531,00
Descrição de outras remunerações variáveis		7.190 INSS de ILP, 488.388 INSS de Bônus e 35.952 de ILP		
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	Número de membros de cada órgão (letra"b") foi apurado da forma especificada no OFICIO/CIRCULAR/CVM/Nº 02/2020	Número de membros de cada órgão (letra"b") foi apurado da forma especificada no OFICIO/CIRCULAR/CVM/Nº2/2020		
Total da remuneração	1.448.264,00	10.439.151,00		11.887.414,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2019 - Valores Anuais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,33	9,17		12,50
Nº de membros remunerados	2,33	3,58		5,91
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.812.840,00	3.445.529,00		5.258.369,00
Benefícios direto e indireto	0,00	1.592.570,00		1.592.570,00
Participações em comitês	270.000,00	0,00		270.000,00
Outros	416.568,00	689.106,00		1.105.674,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos INSS	Encargos INSS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.888.861,00		3.888.861,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	777.772,00		777.772,00
Descrição de outras remunerações variáveis		INSS BÔNUS		
Pós-emprego	0,00	495.160,00		495.160,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO CIRCULAR/CVM/SEP/Nº2/2020	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO CIRCULAR/CVM/SEP/Nº2/2020		
Total da remuneração	2.499.408,00	10.888.998,00		13.556.406,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2018 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	8,58	5,50	3,67	17,75
Nº de membros remunerados	7,33	4,50	3,67	15,50
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	2.834.068,00	4.235.384,00	440.000,00	7.509.452,00
Benefícios direto e indireto	0,00	2.308.187,00	0,00	2.308.187,00
Participações em comitês	720.000,00	0,00	0,00	720.000,00
Outros	710.814,00	1.169.733,00	88.000,00	1.968.547,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos INSS	Encargos INSS	Encargos INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.190.867,00	0,00	1.190.867,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	3.135.981,00	0,00	3.135.981,00
Descrição de outras remunerações variáveis		482.968,00 INSS ILP, 238.173,00 INSS Bônus e 2.414.840,00 DE ILP		
Pós-emprego	0,00	332.868,00	0,00	332.868,00
Cessação do cargo	0,00	3.397.110,00	0,00	3.397.110,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFICIO CIRCULAR/ CVM/SEP/N.º03/2019	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFICIO CIRCULAR/ CVM/SEP/N.º03/2019	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFICIO CIRCULAR/ CVM/SEP/N.º03/2019	
Total da remuneração	4.264.882,00	15.770.130,00	528.000,00	20.563.012,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	10,75	4,50	5,00	20,25
Nº de membros remunerados	5,67	4,50	5,00	15,17
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.232.000,00	3.313.240,00	608.000,00	5.153.240,00
Benefícios direto e indireto	0,00	274.587,00	0,00	274.587,00
Participações em comitês	300.000,00	0,00	0,00	300.000,00
Outros	246.400,00	662.648,00	121.600,00	1.030.648,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos INSS	Encargos INSS	Encargos INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	3.068.802,00	0,00	3.068.802,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	844.657,00	0,00	844.657,00
Descrição de outras remunerações variáveis		R\$613.760,00 de INSS e R\$230.896,00 de ILP		
Pós-emprego	0,00	313.195,00	0,00	313.195,00
Cessação do cargo	0,00	225.787,00	0,00	225.787,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	365.241,00	0,00	365.241,00
Observação	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFICIO CIRCULAR/ CVM/SEP/N.º02/2018	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFICIO CIRCULAR/ CVM/SEP/N.º02/2018	Número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFICIO CIRCULAR/ CVM/SEP/N.º02/2018	
Total da remuneração	1.178.400,00	9.068.157,00	729.600,00	11.576.157,00

13. Remuneração dos administradores / 13.3 - Remuneração variável

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

(a) termos e condições gerais

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) principais objetivos do plano

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) forma como o plano contribui para esses objetivos

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(f) número máximo de ações abrangidas

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(g) número máximo de opções a serem outorgadas

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa..

(h) condições de aquisição de ações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações**(i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício**

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa..

(j) critérios para fixação do prazo de exercício

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(k) forma de liquidação

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(l) restrições à transferência das ações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.5 - Remuneração baseada em ações

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.6 - Opções em aberto

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.7 - Opções exercidas e ações entregues

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.8 - Precificação das ações/opções

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções

(a) modelo de precificação

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(d) forma de determinação da volatilidade esperada

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.9 - Participações detidas por órgão

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis detidas por administradores e conselheiros fiscais – por órgão

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.10 - Planos de previdência

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.11 - Remuneração máx, mín e média**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.12 - Mecanismos remuneração/indenização

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

. A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.13 - Percentual partes relacionadas na rem.**13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores**

A tabela abaixo apresenta o percentual na remuneração total devido por administradores e membros do Conselho Fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores nos três últimos exercícios sociais:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de		
	2019	2018	2017
Conselho de Administração	33%	5%	18%
Diretoria	0%	12%	91%
Conselho Fiscal	0%	0%	54%

13. Remuneração dos administradores / 13.14 - Remuneração - outras funções

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada**13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor**

Não houve remuneração de administradores e membros do Conselho Fiscal reconhecida no resultado de controladores diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 em função do exercício do cargo na Companhia.

As tabelas abaixo apresentam a remuneração de administradores e membros do Conselho Fiscal reconhecida no resultado de controladores diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2017 em função do exercício do cargo na Companhia:

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	3.753.918,26	0	3.753.918,26
Controladas	0	-	0	-
Sociedades sob controle comum	0	5.124.427,04	0	5.124.427,04

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$365.241,00	-	R\$365.241,00
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

As tabelas abaixo apresentam a remuneração de administradores e membros do Conselho Fiscal reconhecida no resultado de controladores diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia nos três últimos exercícios sociais em função do exercício do cargo nas controladas, nos controladores diretos ou indiretos da Companhia ou de sociedades sob controle comum:

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 (em R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	0	0	0	0
Controladas	0	0	0	0
Sociedades sob controle comum	0	0	0	0

13. Remuneração dos administradores / 13.15 - Rem. reconhecida - controlador/controlada

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 (em R\$)				
	Conselho de Administração	Diretoria	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$9.883.326,00	-	-	R\$9.883.326,00
Controladas	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	R\$266.400,00	R\$5.000.118,00	R\$231.000,00	R\$5.497.518,00

Para o ano de 2017, o valor recebido pelos membros do Conselho de Administração da Companhia foi a título de remuneração pelo exercício de suas funções na The AES Corporation, que era controladora indireta da Companhia.

Para o ano de 2017, o valor recebido por alguns dos membros do Conselho de Administração da Companhia foi a título de remuneração pelo exercício de suas funções na AES Tietê Energia S.A., sociedade sob controle comum da Companhia.

Para o ano de 2017, o valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia foi a título de remuneração pelo exercício de suas funções na AES Tietê Energia S.A. e na AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., sociedade sob controle comum da Companhia.

Para o ano de 2017, o valor recebido por alguns dos membros do Conselho Fiscal da Companhia foi a título de remuneração pelo exercício de suas funções na AES Elpa S.A. e AES Tietê Energia S.A. sociedades sob controle comum da Companhia.

13. Remuneração dos administradores / 13.16 - Outras inf. relev. - Remuneração

13.16 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 13.

14. Recursos humanos / 14.1 - Descrição dos recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) índice de rotatividade

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

14. Recursos humanos / 14.2 - Alterações relevantes-Rec. humanos

14.2 - Alterações relevantes – Recursos humanos

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria “B”, nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a

14. Recursos humanos / 14.3 - Política remuneração dos empregados

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

(a) política de salários e remuneração variável

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(b) política de benefícios

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não administradores

(i) grupos de beneficiários

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(ii) condições para o exercício

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(iii) preços de exercício

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(iv) prazos de exercício

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

(v) quantidade de ações comprometidas pelo plano

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

14. Recursos humanos / 14.4 - Relações emissor / sindicatos

14.5 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 14.

14. Recursos humanos / 14.5 - Outras informações relevantes - Recursos humanos

14.5 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 14.

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Enel Brasil S.A						
07.523.555/0001-67	Brasileira	Não	Sim	06/11/2019		
197.466.862	100,000	0	0,000	197.466.862	100,000	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
TOTAL						
197.466.862	100,000	0	0,000	197.466.862	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações					
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Enel Brasil S.A				07.523.555/0001-67	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração: 02/05/2018					
4.618.298	0,749	0	0,000	4.618.298	0,749
Enel Américas S.A					
05.717.031/0001-81	Chilena	Não	Sim	22/10/2019	
612.240.126	99,251	0	0,000	612.240.126	99,251
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %			
TOTAL	0	0.000			
OUTROS					
2	0,000	0	0,000	2	0,000
TOTAL					
616.858.426	100,000	0	0,000	616.858.426	100,000

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel Américas S.A				05.717.031/0001-81		
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Enel S.P.A.						
	Italiana	Não	Não	11/10/2019		
48.805.476.723	64,145	0	0,000	48.805.476.723	64,145	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
27.280.834.313	35,855	0	0,000	27.280.834.313	35,855	
TOTAL						
76.086.311.036	100,000	0	0,000	76.086.311.036	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Enel S.P.A.						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália						
	Italiana	Não	Não	20/12/2017		
2.398.319.799	23,590	0	0,000	2.398.319.799	23,590	
Classe Ação	Qtde. de ações	Ações %				
TOTAL	0	0.000				
OUTROS						
7.768.360.147	76,410	0	0,000	7.768.360.147	76,410	
TOTAL						
10.166.679.946	100,000	0	0,000	10.166.679.946	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.1 / 2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário	Tipo de pessoa		CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações						
Qtde. ações ordinárias	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
Ministerio de Economia e de Finanças da Itália						
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000	0	0,000	0	0,000	
OUTROS						
2.397.856.331	100,000	0	0,000	2.397.856.331	100,000	
TOTAL						
2.397.856.331	100,000	0	0,000	2.397.856.331	100,000	

15. Controle e grupo econômico / 15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	05/12/2019
Quantidade acionistas pessoa física	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica	1
Quantidade investidores institucionais	0

Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria

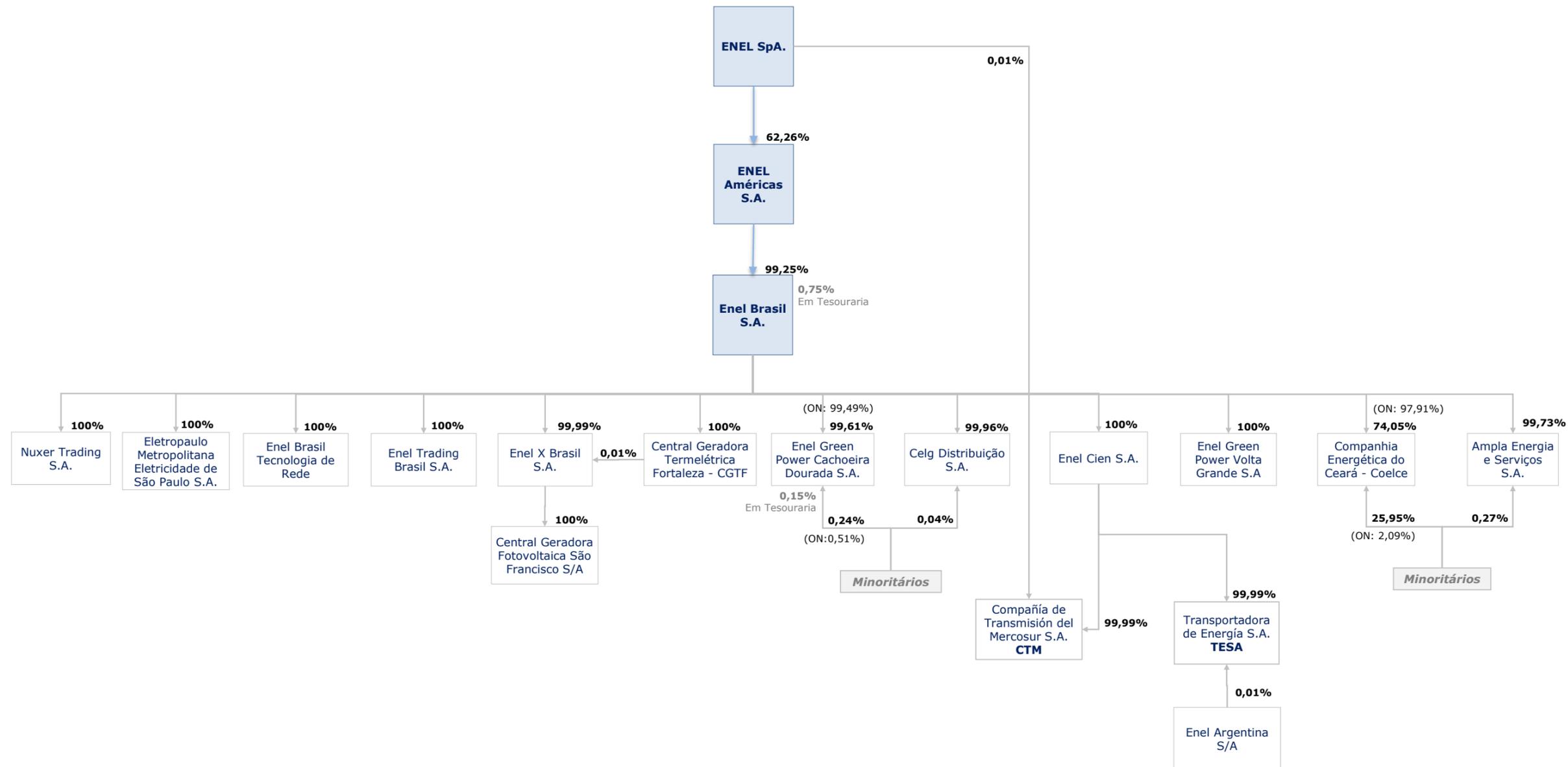
Quantidade ordinárias	0	0,000%
Quantidade preferenciais	0	0,000%
Total	0	0,000%

15. Controle e grupo econômico / 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Estrutura Acionária 2020

Enel Brasil

Atualizada em 29-07-20



15. Controle e grupo econômico / 15.5 - Acordo de Acionistas

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

15. Controle e grupo econômico / 15.6 - Alterações rel. particip. - controle e Adm

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias**15.7 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas**

2019

a. evento	Incorporação, pela Companhia, da totalidade do patrimônio líquido da Enel Sudeste, então controladora direta, a valor contábil.
b. principais condições do negócio	<p>Em 21 de outubro de 2019, a Companhia publicou Fato Relevante divulgando a aprovação, em Conselho de Administração da proposta de Incorporação Reversa da Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A., então controladora direta, pela Eletropaulo e consequente convocação de Assembleia Geral Extraordinária para aprovação do tema. Em 06 de novembro de 2019 operação de incorporação foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária.</p> <p>Como consequência desta Incorporação, a Companhia sucedeu a Enel Sudeste a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia. Ainda, a então controladora indireta da Companhia, Enel Brasil S.A., recebeu em substituição às ações de emissão da Enel Sudeste, ações de emissão da Eletropaulo na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações detidas pela Enel Sudeste.</p> <p>Ainda, a Companhia poderá amortizar fiscalmente grande parte da mais-valia dos ativos líquidos da Eletropaulo registrada na Enel Sudeste quando da aquisição do controle da Companhia, no valor total de R\$ 5.533.995.215,52 (cinco bilhões, quinhentos e trinta e três milhões, novecentos e noventa e cinco mil, duzentos e quinze Reais e cinquenta e dois centavos), o que poderá resultar em benefício econômico no montante de R\$ 1.881.558.373,28 (um bilhão, oitocentos e oitenta e um milhões, quinhentos e cinquenta e oito mil, trezentos e setenta e três Reais e vinte e oito centavos), que a administração da Companhia entende como benefício decorrente de redução futura de tributos após a Incorporação, a ser amortizado até 2058, considerando o prazo de concessão vigente e a expectativa de renovação do mesmo. Conforme previsto no artigo 7º, caput e parágrafos, da Instrução CVM nº 319, de 03 de dezembro de 1999, conforme alterada, caso a Companhia efetivamente venha a auferir benefício fiscal em decorrência da amortização da mais valia resultante da aquisição do controle da Eletropaulo pela Enel Sudeste, a parcela da reserva especial de mais valia correspondente a tal benefício poderá ser objeto de capitalização em proveito do acionista controlador da Enel Sudeste (i.e., a Enel Brasil).</p>
c. sociedades envolvidas	Eletropaulo (Companhia), Enel Sudeste e Enel Brasil
d. efeitos da operação no quadro acionário da Companhia	Como consequência a Enel Sudeste foi incorporada pela Companhia e a Enel Brasil recebeu, em substituição as ações de emissão da Enel Sudeste, ações da Eletropaulo, passando a mesma quantidade anteriormente detida pela Enel Sudeste.

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

e. quadro societário antes e depois da operação	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Antes da Incorporação Reversa</p> <pre> graph TD A[Enel Brasil S.A.] -- 100,00% --> B[Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.] B -- 94,42% --> C[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] B -- 5,58% --> D[Outros] </pre> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Após Incorporação Reversa</p> <pre> graph TD A[Enel Brasil S.A.] -- 94,42% --> C[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] A -- 5,58% --> D[Outros] </pre> </div> </div>
f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	<p>Não aplicável, tendo em vista que os acionistas da Companhia não foram diluídos em decorrência da reorganização societária. No âmbito da Incorporação, não houve aumento do capital social da Companhia em decorrência da implementação da referida operação, sendo que o capital social da Companhia permaneceu inalterado.</p>
a. evento	<p>Conversão de registro de companhia aberta da Eletropaulo da Categoria "A" para Categoria "B"</p>
b. principais condições do negócio	<p>Em 21 de novembro de 2019, foi realizado o leilão da Oferta Pública de Aquisição para cancelamento do registro de companhia aberta da Eletropaulo perante a CVM sob a categoria "A" e conversão para categoria "B".</p> <p>Como resultado do Leilão: (i) a Enel Brasil S.A. adquiriu 2.959.302 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 1,48% do seu capital social total; e (ii) remanesceram em circulação 5.174.050 ações ordinárias de emissão da Eletropaulo, representativas de 2,58% do seu capital social total. As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 49,39, totalizando o valor de R\$ 146.159.925,78. No dia 25 de novembro de 2019 as aquisições realizadas no Leilão foram liquidadas. As ações de emissão da Companhia deixaram de ser negociadas no segmento especial de listagem Novo Mercado, a partir de 22 de novembro de 2019, permanecendo em negociação da B3 S.A – Brasil, Bolsa, Balcão, até a aprovação do Resgate Compulsório, realizado no dia 26 de novembro de 2019.</p> <p>Em 03 de dezembro de 2019, a CVM aprovou o pedido de conversão do registro de companhia aberta da Eletropaulo da categoria "A" para "B". Em 05 de dezembro de 2019, foi realizado o pagamento das Ações Remanescentes aos seus respectivos titulares, ao preço de R\$49,46, valor equivalente ao preço por ação pago no âmbito da oferta pública de aquisição de ações de emissão da Eletropaulo, ou seja, R\$ 49,39, ajustado pela variação da Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia do Banco Central do Brasil (SELIC) publicada pelo Banco Central do Brasil desde a data de liquidação do Leilão até a data de efetivo pagamento do preço do Resgate.</p>
c. sociedades envolvidas	<p>Eletropaulo (Companhia) e Enel Brasil</p>
d. efeitos da operação no quadro acionário da Companhia	<p>Como consequência as ações da Companhia não são mais admitidas à negociação em mercados regulamentados de valores mobiliários.</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

e. quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes da Conversão de Categoria</p> <pre> graph TD Enel[Enel Brasil S.A.] -- 94,42% --> Eletropaulo[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] Outros[Outros (incluindo ações em tesouraria)] -- 5,58% --> Eletropaulo </pre>	<p>Após Conversão de Categoria</p> <pre> graph TD Enel[Enel Brasil S.A.] -- 98,43% --> Eletropaulo[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] Acoes[Ações em Tesouraria] -- 1,57% --> Eletropaulo </pre>
f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	<p>Foi assegurado a todos os acionistas da Companhia as mesmas condições para participação da OPA, de modo que todos receberam o mesmo tratamento, preço oferecido por ação, nível de acesso às informações em relação não apenas a OPA, mas também ao resgate compulsório. O capital social da Companhia permaneceu inalterado durante o processo.</p>	

a. evento	<p>Aumento de capital social da Companhia por subscrição privada de novas ações e cancelamento das ações em tesouraria</p>
b. principais condições do negócio	<p>Em 28 de novembro de 2019, a Companhia e a Enel Brasil celebraram o Termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital ("AFAC") no montante de R\$ 256.038.513,00. O aumento de capital ocorreu mediante a capitalização de créditos do AFAC e emissão por subscrição privada de 5.184.015 novas ações, ao preço de emissão de R\$ 49,39 por ação, tendo sua aprovação obtida em Assembleia Geral Extraordinária em 30 de dezembro de 2019. Desta forma, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 3.079.524.934,33, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.</p> <p>O AFAC refere-se à operação de resgate compulsório ocorrida no dia 5 de dezembro de 2019 e descrita neste item 15.7.</p> <p>Além disso, no dia 30 de dezembro de 2019, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o cancelamento das 3.058.154 ações ordinárias de emissão da Companhia mantidas em tesouraria.</p>
c. sociedades envolvidas	<p>Eletropaulo (Companhia) e Enel Brasil</p>
d. efeitos da operação no quadro acionário da Companhia	<p>Como consequência, a Enel passou a deter 197.466.862 ações ordinárias de emissão da Companhia.</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

e. quadro societário antes e depois da operação	<p style="text-align: center;">Antes do Cancelamento das Ações em Tesouraria</p> <pre> graph TD Enel[Enel Brasil S.A.] -- 98,43% --> Eletropaulo[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] Enel -- 1,57% --> Acoes[Ações em Tesouraria] </pre>	<p style="text-align: center;">Após Cancelamento das Ações em Tesouraria</p> <pre> graph TD Enel[Enel Brasil S.A.] -- 100% --> Eletropaulo[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] </pre>
f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	<p>Não aplicável, considerando que na data da operação a Companhia possuía apenas um acionista.</p>	

2018

a. evento	<p>Oferta Pública de Aquisição de Ações da Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A</p>
b. principais condições do negócio	<p>Em 6 de abril de 2018, a Energisa S.A. (“Energisa”) publicou um edital de oferta pública voluntária para aquisição de até a totalidade de emissão da Companhia, excluídas as ações da Companhia mantidas em tesouraria, sujeito a determinadas condições (“OPA Energisa”).</p> <p>Em 17 de abril de 2018, a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel”) publicou edital de oferta pública voluntária concorrente à OPA Energisa, para aquisição de até a totalidade das ações de emissão da Companhia, excluídas as ações mantidas em tesouraria, sujeito a determinadas condições (“OPA Enel”), posteriormente aditado em 18 de abril de 2018, 19 de abril de 2018, 23 de abril de 2018, 25 de abril de 2018, 26 de abril de 2018, 07 de maio de 2018, 14 de maio de 2018 e 30 de maio de 2018.</p> <p>Em 20 de abril de 2018, a Neoenergia S.A. (“Neoenergia”) e, em conjunto com a Enel, “Ofertantes”) lançou oferta pública voluntária concorrente à OPA Energisa para aquisição de até a totalidade das ações de emissão da Companhia, excluídas as ações da Companhia mantidas em tesouraria, também sujeito a determinadas condições (“OPA Neoenergia”) e, em conjunto com a OPA Enel, “OPAs Concorrentes”).</p> <p>Em decorrência da não obtenção de certas renúncias condicionantes da OPA Energisa (<i>waivers</i>), a Energisa publicou em 07 de maio de 2018 fato relevante informando seus acionistas que a OPA Energisa foi revogada em todos os seus termos e condições.</p> <p>Em 30 de maio de 2018, seguindo procedimento fixado pela Comissão de Valores Mobiliários, a Enel e a Neoenergia apresentaram em envelopes lacrados suas últimas ofertas de preço. A Enel ofereceu o maior preço por ação no valor de R\$45,22 e a OPA Enel foi então registrada para leilão. O leilão da OPA Enel estava condicionado, dentre outros fatores, à adesão por acionistas da Companhia que fossem titulares de quantidade mínima de ações que assegurasse à Enel o controle majoritário da Companhia (“Quantidade Mínima de Ações”). Caso não fosse verificada a aceitação por acionistas titulares da Quantidade Mínima de Ações, a Enel desistiria e não adquiriria qualquer ação objeto da OPA Enel.</p> <p>O leilão para aquisição do controle da Companhia foi realizado em 4 de junho de 2018, tendo sido adquiridas, pela Enel, 122.799.289 ações ordinária de emissão da Companhia, representativas de 73,38% do seu capital total e votante, incluindo as ações em tesouraria, pelo preço de R\$45,22 por ação.</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<p>Em 13 de julho de 2018, a Enel concluiu a aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia detidas por acionistas minoritários que solicitaram a venda até o dia 04 de julho de 2018. Essa aquisição ocorreu em três fases, nos dias 27 de junho, 06 de julho e 13 de julho de 2018, totalizando 33.359.292 ações, correspondentes a 19,9% do capital total e volante da Companhia.</p> <p>Com a referida aquisição e o término do prazo de 30 (trinta) dias em que a Enel estava obrigada, na forma do artigo 32-A da Instrução CVM nº 361, de 5 de março de 2002, conforme alterada, e do item 3.4.2 do edital OPA Enel a adquirir as ações não vendidas no leilão da OPA, realizado em 04 de junho de 2018, a Enel passa a deter 156.158.581 ações ordinárias de emissão da Companhia, correspondentes a 93,3% do seu capital total e votante.</p> <p>Adicionalmente, o edital da OPA Enel prevê que a Enel não está obrigada a lançar a oferta pública para aquisição de ações da Companhia por atingimento de participação relevante, conforme previsto no art. 34 do estatuto social da Companhia ("OPA 30%"). Na visão da Enel, a OPA 30% não é aplicável pelos seguintes motivos: (a) a Enel não havia adquirido ações da Companhia nos últimos 12 meses de forma que o preço da OPA 30% seria o mesmo Preço por Ação no âmbito da OPA Enel; (b) a OPA Enel foi dirigida indistintamente a todos os acionistas da Companhia; e (c) a Enel estava disposta a adquirir até a totalidade das ações objeto da OPA Enel, de modo que não houvesse rateio entre aqueles que aceitassem a OPA Enel.</p> <p>Nos termos do edital da OPA Enel, a Enel promoveu, em até 30 dias contados da data de obtenção da última aprovação regulatória referente à aquisição das ações da Companhia, um aumento de capital social da Companhia em montante de, pelo menos, R\$1.500.000.000,00.</p> <p>De acordo com a legislação e regulamentação aplicável, além do estabelecido no contrato de concessão da Companhia, foi necessária a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL ("ANEEL") em decorrência da alteração do controle societário da Companhia.</p> <p>Em 21 de maio de 2018, a Enel protocolou junto à ANEEL solicitação de anuência para a aquisição de até 100% das ações ordinárias de emissão da Companhia e, em 11 de junho de 2018, tal anuência foi formalizada pela ANEEL.</p>						
c. sociedades envolvidas	Companhia e a Enel						
d. efeitos da operação no quadro acionário da Companhia	Atualmente, a Enel possui o controle direto na Companhia, que era pulverizado desde a migração da Companhia para o segmento especial da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão denominado Novo Mercado. Com a conclusão da alteração do controle societário da Companhia, a Companhia passou a integrar o grupo econômico da Enel. Para maiores informações sobre o novo grupo econômico da Companhia, vide item 15.4 deste Formulário de Referência						
e. quadro societário antes e depois da operação	<p>(i) Composição societária antes da OPA Enel</p>  <table border="1" data-bbox="406 1485 1241 1630"> <tr> <td>AES Holdings Brasil Ltda. CNPJ: 28.179.337 Total: 16,64%</td> <td>BNDES Participações S.A. - BNDESPAR CNPJ: 31.399.329 Total: 18,73%</td> <td>União Federal CNPJ: 13.343.642 Total: 7,97%</td> <td>Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda. CNPJ: 1.708.827 Total: 1,82%</td> <td>Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda. CNPJ: 8.744.473 Total: 4,63%</td> <td>Outros CNPJ: 06.620.279 Total: 51,41%</td> </tr> </table> <p>(ii) Composição societária após a OPA</p>	AES Holdings Brasil Ltda. CNPJ: 28.179.337 Total: 16,64%	BNDES Participações S.A. - BNDESPAR CNPJ: 31.399.329 Total: 18,73%	União Federal CNPJ: 13.343.642 Total: 7,97%	Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda. CNPJ: 1.708.827 Total: 1,82%	Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda. CNPJ: 8.744.473 Total: 4,63%	Outros CNPJ: 06.620.279 Total: 51,41%
AES Holdings Brasil Ltda. CNPJ: 28.179.337 Total: 16,64%	BNDES Participações S.A. - BNDESPAR CNPJ: 31.399.329 Total: 18,73%	União Federal CNPJ: 13.343.642 Total: 7,97%	Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda. CNPJ: 1.708.827 Total: 1,82%	Squadra Investimentos - Gestão de Recursos Ltda. CNPJ: 8.744.473 Total: 4,63%	Outros CNPJ: 06.620.279 Total: 51,41%		

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<pre> graph TD ENEL_SpA[ENEL SpA] -- 51,80% --> ENEL_Americas[ENEL Américas S.A.] ENEL_Americas -- 98,50% --> Enel_Brasil[Enel Brasil S.A.] Enel_Brasil -- 100% --> Enel_Brasil_Invest[Enel Brasil Investimento Sudeste S.A.] UF[União Federal] -- 7,97% --> ELETROPAULO[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] Enel_Brasil_Invest -- 76,19% --> ELETROPAULO Outros -- 15,84% --> ELETROPAULO </pre> <p>(iii) Composição societária após compra das ações remanescentes</p> <pre> graph TD Enel_SpA[Enel SpA] -- 51,80% --> Enel_Americas[Enel Américas S.A.] Enel_Americas -- 98,50% --> Enel_Brasil[Enel Brasil S.A.] Enel_Brasil -- 100% --> Enel_Brasil_Invest[Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.] UF[União Federal] -- 93,30% --> ELETROPAULO[Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.] Enel_Brasil_Invest -- 6,70% --> ELETROPAULO Outros -- 6,70% --> ELETROPAULO </pre>
<p>f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</p>	<p>Foi assegurado a todos os acionistas da Companhia as mesmas condições para participação da OPA Enel, de modo que todos receberam o mesmo tratamento, preço oferecido por ação, nível de acesso às informações e oportunidade para participar da OPA Enel.</p>

<p>a. evento</p>	<p>Aumento de capital social da Companhia por subscrição privada de novas ações</p>
<p>b. principais condições do negócio</p>	<p>Conforme previsto no item 7.2 do edital da OPA Enel, a Enel se comprometeu, em até 30 dias contados da data de obtenção da última aprovação regulatória referente à aquisição das ações da Companhia pela Enel, ou seja, no leilão de ações ocorrido em 04 de junho de 2018, a promover um aumento de capital social na Companhia, de, pelo menos, R\$ 1.500.000.000,00,</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<p>Tendo em vista o compromisso da Enel junto à Companhia de promover um aumento de capital, em 26 de junho de 2018, a Enel e a Companhia celebraram termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital ("AFAC") no montante de R\$ 900.000.000,00 para antecipar o valor do compromisso do aumento de capital.</p> <p>Em 26 de julho, a Enel e a Companhia celebraram novo AFAC no montante de R\$ 600.000.032,52. Na mesma data, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o aumento do capital social da Companhia por subscrição privada, dentro do limite do capital autorizado, no valor de R\$1.500.000.036,08, e que foi implementado mediante a capitalização dos créditos detidos pela Enel contra a Companhia.</p> <p>Em 26 de julho a Companhia, por meio de Aviso aos Acionistas, informou as condições do aumento de capital, realizado mediante a emissão, por subscrição privada, de 33.171.164 novas ações ordinárias, ao preço de emissão de R\$ 45,22 por ação, passando, portanto, o capital social da Companhia a ser de R\$ 2.823.486.421,33, dividido em 200.515.051 ações ordinárias.</p> <p>O percentual de diluição para os acionistas que não subscreveram nenhuma ação durante o período para exercício de direito de preferência foi de 16,542979609047%.</p> <p>O direito de preferência foi exercido durante o prazo de 30 dias contados a partir de 01 de agosto de 2018 (inclusive), ou seja, entre o dia 01 de agosto de 2018 (inclusive) e o dia 30 de agosto de 2018 (inclusive), sendo que cada uma ação ordinária conferiu ao seu titular o direito à subscrição de 0,201911410043 nova ação ordinária.</p> <p>O aumento de capital teve como objetivo: (i) viabilizar a execução do plano de investimento da Companhia; e (ii) fortalecer sua estrutura de capital, reforçando o seu caixa para fazer frente a necessidades e obrigações de curto prazo.</p> <p>Durante o período para exercício do direito de preferência, foram subscritas 31.536.396 novas ações ordinárias ao preço de emissão de R\$ 45,22 por ação, equivalente a 95,07% do total do aumento de capital, não sendo subscritas, portanto, 1.634.768 ações ordinárias ("Ações Remanescentes").</p> <p>Após o término do prazo para o exercício do direito de preferência, as Ações Remanescentes foram rateadas entre os acionistas que manifestaram interesse na reserva de sobras no respectivo boletim de subscrição, conferindo ao subscritor o direito para cada uma ação ordinária subscrita e integralizada o direito à subscrição de 0,051837502294 Ações Remanescentes. Neste período, foi facultado aos acionistas que manifestaram interesse em quantidade de sobras superior à que teriam direito.</p> <p>Em 18 de setembro de 2018 encerrou-se o prazo para integralização das Ações Remanescentes.</p> <p>Após a homologação do aumento de capital, aprovada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia em 19 de setembro de 2018, a Enel passou a deter a participação de 94,4% do seu capital total e votante</p>
c. sociedades envolvidas	Companhia e a Enel.
d. efeitos da operação no quadro acionário da Companhia	<p>Com o aumento de capital, o capital social da Companhia passou a ser de R\$ 2.823.486.421,33, dividido em 200.515.051 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.</p> <p>Para maiores informações sobre as condições do aumento de capital da Companhia, vide o item 17.2 deste Formulário de Referência.</p>
e. quadro societário antes e depois da operação	(i) Composição societária antes do aumento de capital

15. Controle e grupo econômico / 15.7 - Principais operações societárias

	<pre> graph TD EnelSpA[Enel SpA.] -- 51,80% --> EnelAmericas[Enel Américas S.A.] EnelAmericas -- 98,50% --> EnelBrasil[Enel Brasil S.A.] EnelBrasil -- 100% --> EnelBrasilInv[Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.] EnelBrasilInv -- 93,30% --> Eletropaulo[Eletropaulo Metropolitana Eleticidade de São Paulo S.A.] Outros[Outros] -- 6,70% --> Eletropaulo </pre> <p>(ii) Composição societária após aumento de capital</p> <pre> graph TD EnelSpA[Enel SpA.] -- 51,80% --> EnelAmericas[Enel Américas S.A.] EnelAmericas -- 98,50% --> EnelBrasil[Enel Brasil S.A.] EnelBrasil -- 100% --> EnelBrasilInv[Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.] EnelBrasilInv -- 94,42% --> Eletropaulo[Eletropaulo Metropolitana Eleticidade de São Paulo S.A.] Outros[Outros] -- 5,58% --> Eletropaulo </pre>
<p>f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</p>	<p>Foi assegurado a todos os acionistas da Companhia as mesmas condições para participação na subscrição das novas ações, de modo que todos receberam o mesmo tratamento, preço oferecido por ação, nível de acesso às informações e oportunidade para exercer o direito de subscrição.</p>

15. Controle e grupo econômico / 15.8 - Outras informações relevantes - Controle e grupo econômico

15.8 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 15.

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

As transações com partes relacionadas da Companhia são sempre realizadas com a observância dos preços e condições usuais de mercado e, portanto, não geram qualquer benefício ou prejuízo à Companhia ou a quaisquer outras partes. Além disso, as operações realizadas pela Companhia, inclusive aquelas contratadas com partes relacionadas, são sempre amparadas pelas devidas análises prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização. Nesse sentido, a Companhia negocia individualmente os contratos a serem celebrados com partes relacionadas, analisando seus termos em relação às condições praticadas no mercado, bem como as particularidades de cada operação, tais como prazos, valores, atendimento a padrões de qualidade etc.

Quando necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"), que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou em que seu interesse conflite com o da Companhia. Além disso, a Lei das Sociedades por Ações proíbe conselheiros e diretores de: (i) realizar qualquer ato gratuito com a utilização de ativos da companhia, em detrimento da Companhia; (ii) receber, em razão de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização constante do respectivo estatuto social ou concedida por meio de assembleia geral; e (iii) intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais conselheiros.

Com vistas a fortalecer e aprimorar as práticas de governança corporativa, a Companhia possui política formal de transações com partes relacionadas, vigente desde 28 de maio de 2018, visando estabelecer e consolidar as diretrizes a serem observadas em transações com partes relacionadas para: (i) evitar situações com potencial conflito de interesses; (ii) assegurar a transparência aos acionistas, investidores e ao mercado em geral; e (iii) formalizar o compromisso da empresa em divulgar tais transações, conforme determina a legislação vigente, além do fato de que qualquer transação dessa natureza deverá ser aprovada pelo Conselho de Administração da Companhia. Assim, no entendimento da Companhia, suas práticas garantem que as transações com partes relacionadas sejam feitas em condições de mercado e estão em consonância com as recomendações do Código Brasileiro de Governança Corporativa.

A Companhia inclui nas suas Demonstrações Contábeis, nota explicativa sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações previstas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, observar o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 699, de 26 de janeiro de 2016, a qual trata dos controles prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas, bem como a submissão à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando necessário, que poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

De acordo com a regulamentação vigente da ANEEL, a Companhia deve solicitar a aprovação de contratos cujas partes contratantes e contratadas sejam delegatárias do serviço público de energia

16. Transações partes relacionadas / 16.1 - Regras, políticas e práticas - Part. Rel.

elétrica controladas, direta ou indiretamente, por controlador comum. Não obstante, encontram-se dispensados da referida exigência normativa aqueles contratos que não superam os determinados valores anuais a depender da receita operacional líquida da delegatária.

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para distribuição a consumidores cativos é atualmente efetuada no ambiente de contratação regulada, a chamada auto-contratação (autorização para as distribuidoras atenderem a até 30% de suas necessidades de energia elétrica contratando energia elétrica proveniente de auto-produção ou adquirida de partes relacionadas) não é mais permitida, exceto no contexto de contratos devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei nº 10.848/04 (Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico).

Além disso, as regras contábeis que tratam do assunto, sobretudo o CPC 05, estabelecem que as demonstrações contábeis devem conter as divulgações necessárias para evidenciar a possibilidade de que sua posição financeira e seu resultado possam ter sido afetados pela existência de transações e saldos com partes relacionadas. Essas regras estabelecem, por exemplo, que os relacionamentos entre controladora e controladas ou coligadas devem ser divulgados independentemente de ter havido ou não transações entre essas partes relacionadas; que a entidade deve divulgar a remuneração do pessoal-chave da administração no total e para cada uma das seguintes categorias: (a) benefícios de curto prazo a empregados e administradores, (b) benefícios pós-emprego, (c) outros benefícios de longo prazo, (d) benefícios de rescisão de contrato de trabalho, e (e) remuneração baseada em ações; e que se tiver havido transações entre partes relacionadas, a entidade deve divulgar a natureza do relacionamento com as partes relacionadas, assim como informações sobre as transações e saldos existentes necessárias para a compreensão do potencial efeito desse relacionamento nas demonstrações contábeis. As divulgações devem incluir o montante das transações, o montante dos saldos existentes e seus termos e condições, incluindo se estão ou não com cobertura de seguro, a natureza da remuneração a ser paga; informações de quaisquer garantias dadas ou recebidas; provisão para créditos de liquidação duvidosa relacionada com o montante dos saldos existentes; e despesa reconhecida durante o período a respeito de dívidas incobráveis ou de liquidação duvidosa de partes relacionadas.

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
ENEL Green Power Projetos I S.A.	07/06/2018	64.072.000,00	2.108.000,00	25.039.000,00	Até 2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia através de Contrato de Cotas de Garantia Física - CCGF						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Compra de energia, através de Contrato de Cotas de Garantia Física - CCGF, nos termos da lei nº 12.783/2013, para fornecimento/distribuição aos consumidores da área de concessão da Companhia. Trata-se de contrato regulado pela ANEEL.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL CIEN S.A.	07/06/2018	11.293.000,00	1.363.000,00	18.342.000,00	Até 15/06/2028	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargo de uso do sistema de transmissão						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia - CCG. Mecanismo de Garantia: Em caso de inadimplência ocorrerá o bloqueio da conta corrente centralizadora da Companhia, até o valor do débito, com os seguintes acréscimos moratórios (i) Multa de 2% (dois por cento) e (ii) Juros efetivos de mora de 12% (doze por cento) ao ano, calculados pro rata die.						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Encargo de uso do sistema de transmissão, administrado pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Finance International N.V.	18/12/2018	420.873.000,00	0	32.864.000,00	Até 18/12/2019	SIM	6,800000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Contratação de mútuo financeiro.						
Garantia e seguros	Não há						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	O mutuário não pode pagar antecipadamente o empréstimo no todo ou em parte, sem acordo prévio por escrito com o credor. Se o credor consentir com o pagamento antecipado, o mutuário deverá arcar com os custos associados.						
Natureza e razão para a operação	Contratação de mútuo financeiro com a finalidade de reforço de capital de giro.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	07/06/2018	4.194.000,00	891.000,00	12.113.000,00	até 20/01/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Acordo financeiro em decorrência de rescisão contratual (acordo bilateral) referente ao contrato de energia elétrica CCEAR.						
Garantia e seguros	não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Ressarcimento - Ônus de acordo bilateral.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL X Brasil S.A.	25/09/2018	0,00	98.000,00	1.151.000,00	até 25/09/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Cobrança de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados pela ENEL X aos clientes da Companhia, por meio da fatura de energia emitida pela Companhia, conforme previamente contratados e autorizados pelos Clientes.						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Qualquer das partes terá o direito de rescindir o contrato, a qualquer tempo, mediante prévio e expresso aviso por escrito dirigido à outra parte, com 60 (sessenta) dias de antecedência, sem que haja aplicação de qualquer tipo de multa ou ônus pela rescisão antecipada.						
Natureza e razão para a operação	Comissão - Propaganda/publicidade/ vendas em fatura de energia.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
ENEL Green Power Paranapanema S.A.	07/06/2018	9.153.000,00	290.000	3.323.000,00	Até 2020	NÃO	0,000000

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia através de Contrato de Cotas de Garantia Física - CCGF						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Compra de energia, através de Contrato de Cotas de Garantia Física - CCGF, nos termos da lei nº 12.783/2013, para fornecimento/distribuição aos consumidores da área de concessão da Companhia. Trata-se de contrato regulado pela ANEEL.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Mourao S.A.	07/06/2018	2.622.000,00	80.000,00	943.000,00	Até 2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia através de Contrato de Cotas de Garantia Física - CCGF						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Compra de energia, através de Contrato de Cotas de Garantia Física - CCGF, nos termos da lei nº 12.783/2013, para fornecimento/distribuição aos consumidores da área de concessão da Companhia. Trata-se de contrato regulado pela ANEEL.						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Cabeça de Boi S.A.	29/08/2013	29.876.866,02	106.000,00	950.000,00	31/12/2047	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Objeto contrato Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	01/01/2019	0,00	0	2.287.000,00	31/12/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Cristalândia II Eólica S.A.	01/01/2019	0,00	0	4.579.000,00	31/12/2019	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power da Fazenda S.A.	29/08/2013	19.983.771,56	71.000,00	636.000,00	31/12/2047	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	28/11/2014	43.186.467,56	233.000,00	2.063.000,00		NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A	28/11/2014	40.072.750,18	216.000,00	1.916.000,00	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
ENEL Green Power Salto Apiacás S.A.	29/08/2013	49.068.602,64	175.000,00	1.568.000,00	31/12/2047	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL (Suprimento de energia - CCEAR).						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Brasil S.A.	17/07/2019	3.000.000.000,00	1.933.000,00	1.933.000,00	13/09/2023	NÃO	0,200000
Relação com o emissor	Controlador						
Objeto contrato	Decorre da remuneração devida pela Eletropaulo à Enel Brasil, por esta ser garantidora dos contratos de dívida: 23ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENEL Global IN e Network	01/04/2019	0,00	4.495.000,00	4.495.000,00	Até o final da concessão	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.						
Garantia e seguros	Não há						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
AMPLA Energia e Serviços S.A	29/03/2019	0,00	1.224.000,00	1.224.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel n° 699/2016.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
ENEL Cien S.A	29/03/2019	0,00	293.000,00	293.000,00		SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel n° 699/2016.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
ENEL GREEN POWER Cachoeira Dourada S.A	29/03/2019	0,00	19.000,00	19.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel n° 699/2016						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
COELCE – Cia Energética	08/04/2019	0,00	5.905.000,00	5.905.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Controlada pela mesma holding do emissor						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Enel Chile	01/01/2019	0,00	184.000,00	184.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional						
Garantia e seguros	Não há.						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Enel Spa	01/01/2019	0,00	4.495.000,00	4.495.000,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	A companhia mantém contrato com a Enel SPA referente a compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional. O montante envolvido varia mensalmente de acordo com as despesas de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional compartilhadas.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Enel Green Power Projetos I S.A	29/03/2019	0,00	160.000,00	160.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel nº 699/2016.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Enel Green Power Brasil	29/03/2019	0,00	2.363.000,00	2.363.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel nº 699/2016.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Enel Brasil S.A	29/03/2019	0,00	6.201.000	6.201.000	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlador direto						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel nº 699/2016.						
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Fortaleza	29/03/2019	0,00	258.000,00	258.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel nº 699/2016.						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Não há.						
Rescisão ou extinção	Não há.						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CELG Distribuição S.A	29/03/2019	0,00	1.627.000,00	1.627.000,00	Fevereiro de 2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Decorre do reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019, e reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução Aneel nº 699/2016						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não há						
Natureza e razão para a operação	Não aplicável						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
ENEL Global Infrastructure and Networks S.r.l.	01/03/2020	155.583.091,70	0	0	5 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Contrato de Serviços Técnicos entre Enel Brasil SA e a Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l conforme Despacho nº 560, de 20 de fevereiro de 2020						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Os contratos foram firmados entre a sua controladora, Enel Brasil S.A e a Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l., para o fornecimento de apoio técnico e gerencial, integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas. Valor do contrato em euros: 31.230.923,52 EUR						

16. Transações partes relacionadas / 16.2 - Transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido	Saldo existente	Montante	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel S.P.A.	01/03/2020	31.488.364,08	0	0	5 anos	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controlador indireto						
Objeto contrato	Contrato de Serviços de gestão entre a Enel Brasil SA e a Enel SpA conforme Despacho nº 560, de 20 de fevereiro de 2020						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Os contratos foram firmados entre a sua controladora, Enel Brasil S.A e a Enel S.p.A. para o fornecimento de apoio técnico e gerencial, integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas. Valor do contrato em euros: 6.320.806,97 EUR						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Enel Global Services S.r.l	01/03/2020	45.300.218,24	0	0	5 anos	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controlada pela mesma holding do emissor						
Objeto contrato	Contrato de Serviços Técnicos entre Enel Brasil SA e a Enel Global Services S.r.l conforme Despacho nº 560, de 20 de fevereiro de 2020						
Garantia e seguros	Não há						
Rescisão ou extinção	Não aplicável						
Natureza e razão para a operação	Os contratos foram firmados entre a sua controladora, Enel Brasil S.A, e a Enel Global Services S.r.l para o fornecimento de apoio técnico e gerencial, integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas. Valor do contrato em euros: 9.093.325,22 EUR						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16. Transações partes relacionadas / 16.3 - Tratamento de conflitos/Comutatividade

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado

(a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

A Companhia adota práticas de governança corporativa que se façam necessários, como os procedimentos do programa de Compliance, suporte às eventuais dúvidas relacionadas a situações que possam estabelecer conflito, bem como averiguações e investigações, caso tenhamos conhecimento ou informações de algo que suscite uma suspeita de conflito de interesses, além daquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentação aplicável. Em complemento às boas práticas acima descritas, a Companhia conceitua e orienta seus colaboradores em relação ao assunto em seu Código de Ética, aprovado pelo Conselho de Administração em 13 de setembro de 2018, e em política específica que visa orientar os colaboradores sobre as diretrizes de aplicação prática nas atividades cotidianas da Companhia.

A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos da administração da Companhia, conforme regras previstas em seu estatuto social. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia

(b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado

As operações da Companhia observam caráter estritamente comutativo, pois são realizadas dentro dos parâmetros de contratação estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que visam à modicidade tarifária, a estimular a expansão da oferta, a zelar pela compra eficiente e a definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica. As operações entre partes relacionadas da Companhia, quando necessário conforme a regulamentação vigente, são submetidas à aprovação dessa autarquia. Até a data deste Formulário de Referência, todas operações foram realizadas pela Companhia dentro dos limites estabelecidos, e foram devidamente aprovadas pela ANEEL.

A Resolução Normativa ANEEL nº 699, de 26 de janeiro de 2016 (“REN ANEEL nº 699/2016”) define as diretrizes para o controle prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas. A REN ANEEL nº 699/2016 estabelece regras gerais para a contratação entre partes relacionadas, como: (i) os contratos devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente; (ii) a eventual impossibilidade de realização de processo licitatório deverá ser devidamente fundamentada no pedido de anuência prévia; (iii) o negócio jurídico pretendido deverá ser necessário à consecução do objeto da concessão ou permissão do delegatário de serviços público de energia elétrica, devendo essa necessidade ser comprovada; e (iv) o delegatário de serviço público que constatar a inadimplência de sua parte relacionada deverá, em até 90 dias, tomar todas as medidas ao seu alcance para reaver seu crédito e informar tal situação à ANEEL por meio de relatório fundamentado em até 30 dias após esse prazo, sob pena de incorrer em infração de má gestão de seus recursos econômico-financeiros.

16. Transações partes relacionadas / 16.4 - Outras informações relevantes - Transações com partes relacionadas

16.4 - Outras informações relevantes

Outras transações

Em adição às transações apresentadas no item 16.2 deste Formulário de Referência, a Companhia apresenta abaixo as demais transações com partes relacionadas que tiveram início após o término do último exercício social.

Em 2020, foram celebradas entre a sua controladora, Enel Brasil S.A, a Enel S.p.A.(6.320.806,97 EUR), Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.(31.230.923,52 EUR), e Enel Global Services S.r.l (9.093.325,22 EUR), contratos de serviços técnicos e de gestão para a integração e padronização dos processos nas empresas do grupo Enel no Brasil, visando ganhos de eficiência. Para a definição dos valores cabíveis à Companhia, foram utilizados os critérios previstos na resolução ANEEL 699/16, para compartilhamento de custos em empresas reguladas.

17. Capital social / 17.1 - Informações - Capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias	Quantidade de ações preferenciais	Quantidade total de ações
Tipo de capital	Capital Integralizado				
30/12/2019	3.079.524.934,33		197.466.862	0	197.466.862
Tipo de capital	Capital Integralizado				
19/09/2018	2.823.486.421,33		200.515.051	0	200.515.051
Tipo de capital	Capital Emitido				
26/07/2018	2.823.486.421,33		200.515.051	0	200.515.051
Tipo de capital	Capital Emitido				
27/11/2017	1.323.486.385,25	-	167.343.887	0	167.343.887
Tipo de capital	Capital Subscrito				
27/11/2017	1.323.486.385,25		167.343.887	0	167.343.887
Tipo de capital	Capital Integralizado				
27/11/2017	1.323.486.385,25		167.343.887	0	167.343.887
Tipo de capital	Capital Autorizado				
11/07/2006	3.248.680.000,00		0	0	0

17. Capital social / 17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão	Tipo de aumento	Ordinárias	Preferenciais	Total ações	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
20/04/2017	Assembleia Geral	20/04/2017	65,857,068.77	Sem emissão de ações	0	0	0	0.00000000	0.00	R\$ por Unidade

Critério para determinação do preço de emissão**Forma de integralização**

26/07/2018	Conselho de Administração	26/07/2018	1,500,000,036.08	Subscrição particular	33,171,164	0	33,171,164	113.33702052	45.22	R\$ por Unidade
------------	---------------------------	------------	------------------	-----------------------	------------	---	------------	--------------	-------	-----------------

Critério para determinação do preço de emissão

O preço de emissão foi fixado com base no artigo 170, § 1º, III, da Lei nº 6.404/1976, levando-se em conta: (i) o preço final da OPA; e (ii) o preço médio (média das cotações médias diárias ponderadas pelo volume de negociação) das ações de emissão da Companhia nos 60 (sessenta) dias anteriores à presente data, aplicando-se sobre tal média um ágio de aproximadamente 7,80%, compatível com práticas de mercado.

Forma de integralização

Conforme mencionado no item V(d) do Anexo 30 - XXXII o aumento de capital será implementado mediante a capitalização dos créditos detidos pela Enel contra a Eletropaulo, no valor de R\$ 1.500.000.036,08, constituídos por meio dos instrumentos de adiantamento para futuro aumento de capital celebrados entre a Enel e a Companhia: (i) em 26 de junho de 2018 e aditado em 26 de julho de 2018; e (ii) em 26 de julho de 2018. Não obstante, será concedido a todos os acionistas titulares de ações da Companhia o prazo de 30 dias contados de 01 de agosto de 2018 (inclusive) para o exercício do direito de preferência, iniciando-se em 01 de agosto de 2018 (inclusive) e terminando em 30 de agosto de 2018 (inclusive). A partir de 01 de agosto de 2018 (inclusive) as ações serão negociadas ex-direito à subscrição das ações a serem emitidas no âmbito do aumento de capital.

17. Capital social / 17.3 - Desdobramento, grupamento e bonificação

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não realizou desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações nos últimos três exercícios sociais.

17. Capital social / 17.4 - Redução do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não sofreu reduções do capital social nos últimos três exercícios sociais.

17. Capital social / 17.5 - Outras inf. relevantes-Capital social**17.5 - Outras informações relevantes****Conversões de ações da Companhia nos últimos três exercícios sociais**

Em 12 de setembro de 2017, foi aprovada, em assembleia geral extraordinária da Companhia e em assembleia especial de acionistas titulares de ações preferenciais da Companhia, a migração da Companhia para o segmento especial da B3 denominado Novo Mercado, com a consequente conversão da totalidade das ações preferenciais de emissão da Companhia em ações ordinárias, na proporção de uma ação preferencial para cada uma ação ordinária, passando o capital social, no valor de R\$ 1.323.486.385,25 (um bilhão, trezentos e vinte e três milhões, quatrocentos e oitenta e seis mil, trezentos e oitenta e cinco reais e vinte e cinco centavos), a ser dividido em 167.343.887 (cento e sessenta e sete milhões, trezentas e quarenta e três mil, oitocentas e oitenta e sete) ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, com o cancelamento das ações preferenciais que estavam em circulação.

A referida conversão das ações foi ratificada em Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 06 de novembro de 2017.

Data da Deliberação (AGE)	Quantidade de Ações antes da conversão		Quantidade de Ações após a conversão	
	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais
12.09.2017	55.781.296	111.562.591	167.343.887	-
	Total de ações antes da conversão: 167.343.887		Total de ações após a conversão: 167.343.887	

18. Valores mobiliários / 18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Em cada exercício social, os acionistas farão jus a um dividendo obrigatório de 25% do lucro líquido da Companhia, na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"). Nos termos do § 7, do artigo 31, do estatuto social da Companhia ("Estatuto Social"), os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, a contar da data de início do pagamento, reverterão a favor da Companhia.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Sim
Descrição das características do reembolso de capital	Em caso de recesso, o valor do reembolso será igual ao valor do patrimônio líquido das ações apurado de acordo com o último balanço aprovado pela Assembleia Geral. No caso de liquidação da Companhia, os acionistas receberão os pagamentos relativos a reembolso do capital na proporção de suas participações no capital social, após o pagamento de todas as obrigações da Companhia. Os acionistas que dissentirem de certas deliberações tomadas em assembleia geral poderão retirar-se da Companhia, nos termos previstos na Lei das Sociedades por Ações. Para fins de reembolso, o valor do reembolso será igual ao valor do patrimônio líquido das ações da Companhia, apurado em avaliação procedida por empresa especializada indicada e escolhida em conformidade com o disposto no artigo 45 da Lei das Sociedades por Ações. Caberá ao Conselho de Administração fixar a lista tríplice de instituições qualificadas a ser apresentada à Assembleia Geral da Companhia para fins da avaliação do valor do patrimônio.
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Conforme artigo 7º do Estatuto Social da Companhia, a única hipótese de restrição à circulação imposta pelo Estatuto Social da Companhia recai sobre as ações representativas do capital social da Companhia que são detidas pelos integrantes do grupo controlador da Companhia, ou por seus sucessores. Estas ações não poderão ser transferidas, cedidas ou de qualquer forma alienadas, gratuita ou onerosamente, no todo ou em parte sem a prévia e expressa concordância da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
Resgatável	
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Pela Lei das Sociedades por Ações, nem o estatuto social da Companhia, nem as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleia Geral da Companhia podem privar seus acionistas dos seguintes direitos: (i) direito a participar da distribuição dos lucros; (ii) direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; (iii) direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; (iv) direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; (v) o direito de votar nas assembleias gerais; e (vi) direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não aplicável.

18. Valores mobiliários / 18.2 - Regras estatutárias que limitem direito de voto

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

18. Valores mobiliários / 18.3 - Suspensão de direitos patrim./políticos

18. Valores mobiliários / 18.4 - Volume/cotação de valores mobiliários**Exercício social 31/12/2018**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.288.367.511	18,32	14,10	R\$ por Unidade	16,36
30/06/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	2.240.854.224	45,10	17,69	R\$ por Unidade	34,74
30/09/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	116.221.993	40,26	24,00	R\$ por Unidade	28,84
31/12/2018	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	33.087.155	34,32	26,70	R\$ por Unidade	29,90

Exercício social 31/12/2017

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado Unidade	Valor maior cotação Unidade	Valor menor cotação Unidade	Fator cotação	Valor média cotação Unidade
31/03/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	574.914	32,00	18,00	R\$ por Unidade	25,75
31/03/2017	Ações	Preferencial		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.135.321.538	13,93	10,68	R\$ por Unidade	12,31
30/06/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	379.847	18,00	13,00	R\$ por Unidade	14,79
30/06/2017	Ações	Preferencial		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.203.145.106	15,67	11,64	R\$ por Unidade	13,61
30/09/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	637.675	17,58	12,60	R\$ por Unidade	15,27
30/09/2017	Ações	Preferencial		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.731.614.208	16,24	12,47	R\$ por Unidade	14,65
31/12/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	619.683.773	16,35	14,50	R\$ por Unidade	15,72
31/12/2017	Ações	Preferencial		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	1.014.896.733	15,98	12,76	R\$ por Unidade	14,76

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Notas Promissórias
Data de emissão	09/09/2019
Data de vencimento	07/03/2020
Quantidade	86
Valor total	215.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	218.386.256,58
Restrição a circulação	SI
Descrição da restrição	Esta Nota Promissória somente poderá ser negociada entre investidores nos mercados regulamentados de valores mobiliários após decorridos 90 (noventa) dias de cada subscrição ou aquisição pelos Investidores Profissionais, conforme disposto nos artigos 2º, 3º, 13 e 15 da Instrução CVM 476, observado, ainda, o disposto no inciso II do artigo 13 da Instrução CVM 476, e o cumprimento, pela Emissora, das obrigações definidas no artigo 17 da Instrução CVM 476.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Emissora poderá, a seu exclusivo critério e independentemente da vontade dos titulares das Notas Promissórias, de forma unilateral, a qualquer tempo a partir do 91º (nonagésimo primeiro) dia contado a partir da Data de Emissão (inclusive), realizar o resgate antecipado da totalidade (sendo vedado o resgate parcial) das Notas Promissórias.
Características dos valores mobiliários de dívida	Não aplicável
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	O Coordenador Líder poderá, a seu exclusivo critério e até a Data de Liquidação, propor à Emissora modificações de quaisquer termos, condições, estrutura, prazos, taxas de juros, remuneração ou demais características das Debêntures ("Market Flex"), caso entenda que tais modificações sejam necessárias para refletir as condições de mercado daquele momento para viabilizar a Oferta conforme inicialmente planejada
Outras características relevantes	Não

Identificação do valor mobiliário	23ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	13/09/2018
Data de vencimento	13/09/2025
Quantidade	3.000.000
Valor total	3.000.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	2.134.319.495,29
Restrição a circulação	SI
Descrição da restrição	As debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários entre investidores qualificados nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 476").
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	A Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar resgate antecipado parcial ou total das debêntures em circulação, por meio de comunicação escrita ao Agente Fiduciário e de publicação de aviso aos Debenturistas com antecedência mínima de 15 (quinze) dias úteis da data do evento, mediante pagamento do valor nominal unitário não amortizado, acrescido da remuneração devida e ainda não paga, até a data do resgate antecipado das debêntures, acrescido de prêmio definido para cada série.
Características dos valores mobiliários de dívida	Não aplicável
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Nas deliberações da Assembleia Geral de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Sem prejuízo dos quóruns específicos estabelecidos nesta Escritura e na legislação aplicável, as deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas dependerão da aprovação de Debenturistas titulares de, no mínimo, 66% mais uma das Debêntures em Circulação para cada uma das séries. As hipóteses de alteração: da Remuneração; das Datas de Pagamento da Remuneração; da Data de Vencimento; dos valores, montantes e datas de amortização do principal das Debêntures; Eventos de Vencimento Antecipado; de cláusulas relacionadas ao Resgate Antecipado; dos quóruns previstos nesta Escritura; das cláusulas sobre amortização extraordinária e/ou resgate antecipado; da garantia fidejussória; dependerão da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% das Debêntures em Circulação de cada uma das séries.
Outras características relevantes	Vide item 18.12

Identificação do valor mobiliário	24ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/05/2019
Data de vencimento	15/05/2026
Quantidade	1.500.000
Valor total	1.500.000.000,00
Saldo Devedor em Aberto	1.438.513.608,16
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As debêntures somente poderão ser negociadas nos mercados regulamentados de valores mobiliários entre investidores qualificados nos termos da Instrução da CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, conforme alterada ("Instrução CVM 476").
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18. Valores mobiliários / 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	<p>(A Companhia poderá, a seu exclusivo critério, a qualquer tempo, realizar oferta facultativa de resgate antecipado total ou parcial das Debêntures da Primeira Série, endereçada a todos os debenturistas, com o conseqüente cancelamento de tais debêntures, sem distinção, assegurada a igualdade de condições de todos os debenturistas para aceitar o resgate antecipado das debêntures que forem titulares, de acordo com as condições previstas na Escritura de Emissão.</p> <p>Data do Resgate Antecipado Facultativo Valor do Prêmio Flat</p> <p>Entre a Data de Emissão (exclusive) e até 15 de maio de 2020 (inclusive) 0,70%</p> <p>Entre 15 de maio de 2020 (exclusive) e 15 de maio de 2021 (inclusive) 0,55%</p> <p>Entre 15 de maio de 2021 (exclusive) e 15 de maio de 2022 (inclusive) 0,40%</p> <p>Entre 15 de maio de 2022 (exclusive) e 15 de maio de 2023 (inclusive) 0,25%</p> <p>Entre 15 de julho de 2023 (exclusive) e 15 de maio de 2024 (inclusive) 0,15%</p> <p>Entre 15 de julho de 2024 (exclusive) e 15 de maio de 2025 (exclusive) 0,10%</p> <p>Na data desta Escritura de Emissão, não é permitida a realização da oferta de resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série. No entanto, desde que permitido e devidamente regulamentado pelo CMN, nos termos da Lei 12.431, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado total ou parcial das Debêntures da Segunda Série, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas da Segunda Série, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas da Segunda Série para aceitar o resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos na Escritura de Emissão.</p>
Características dos valores mobiliários de dívida	Não aplicável
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Cada Debênture em Circulação conferirá ao seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, cujas deliberações serão tomadas pelo Debenturista, sendo admitida a constituição de mandatários. As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Companhia e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.
Outras características relevantes	Vide item 18.12

18. Valores mobiliários / 18.5.a - Número de Titulares de Valores Mobiliários

Valor Mobiliário	Pessoas Físicas	Pessoas Jurídicas	Investidores Institucionais
Debêntures	0	8	440
Nota Comercial	0	0	1

18. Valores mobiliários / 18.6 - Mercados de negociação no Brasil

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

No âmbito do processo de Oferta Pública de Aquisição de Ações visando a conversão do registro de companhia aberta para a Categoria “B”, foi aprovado resgate compulsório na data de 26 de novembro de 2019, em Assembleia Geral Extraordinária. Como consequência, as ações ordinárias de emissão da Companhia deixaram de ser negociadas na B3 S.A.– Brasil, Bolsa, Balcão - a partir do dia 27 de novembro de 2019, sendo resgatadas no dia 5 de dezembro de 2019.

No dia 3 de dezembro, a CVM deferiu o pedido de conversão de registro para Categoria “B”, resultando na consequente saída da Companhia do ambiente de bolsa.

As 23ª e 24ª emissões de debêntures e 6ª Nota Promissória são admitidas à negociação no mercado secundário, por meio do módulo CETIP 21 – Títulos e Valores Mobiliários, administrado e operacionalizado pela B3, sendo as negociações liquidadas financeiramente e custodiadas eletronicamente na B3.

18. Valores mobiliários / 18.7 - Negociação em mercados estrangeiros

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Em 27 de setembro de 2006, foi admitido o início de listagem para negociação no mercado Portal (144A) - Reg S, dos Estados Unidos da América, de American Depositary Receipts ("ADRs") lastreados em ações preferenciais de emissão da Companhia. A partir de janeiro de 2012, as ADRs migraram para as regras do nível I sob os códigos "EPUMY". A migração foi feita com o objetivo de ampliar as formas de acesso dos investidores às ADRs, principalmente aqueles domiciliados no exterior, bem como ampliar a liquidez dos papéis. A entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação é a National Association of Securities Dealers Automated Quotations ("NASDAQ"). Para esse fim, o Itaú Unibanco S.A. é a instituição custodiante e o The Bank of New York Mellon é a instituição depositária nos Estados Unidos. Cada Depositary Share preferencial representa 1 ação preferencial da Companhia.

Em decorrência da conversão das ações e da migração ao Novo Mercado, em 06 de novembro de 2017 o Conselho de Administração da Companhia deliberou pelo cancelamento do programa de ADRs e em 12 de janeiro de 2018, foi encerrado o Programa de ADRs, Nível I, da Companhia junto a Securities and Exchange Commission – SEC.

As ações subjacentes aos ADRs foram vendidas no mercado local e a partir de 9 de março de 2018, os detentores dos ADRs remanescentes apresentaram seus ADRs para cancelamento e recebimento dos recursos da venda das ações correspondentes.

18. Valores mobiliários / 18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Até a data de apresentação deste Formulário de Referência, a Companhia não possuía valores mobiliários emitidos no exterior.

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor

A seguir, apresentamos as emissões públicas realizadas pela Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

20ª Emissão de Debêntures

Em 12 de abril de 2017, a Companhia emitiu 700.000.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, nominativas e escriturais, em regime misto de colocação, série única, com valor nominal unitário de R\$1,00, no valor total de R\$700.000.000,00.

21ª Emissão de Debêntures

Em 20 de julho de 2017, a Companhia emitiu 271.000.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, nominativas e escriturais, série única, com valor nominal unitário de R\$1,00, no valor total de R\$271.000.000,00.

22ª Emissão de Debêntures

Em 08 de janeiro de 2018, a Companhia emitiu 300 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real, nominativas e escriturais, série única, com valor nominal unitário de R\$1.000.000,00, no valor total de R\$300.000.000,00.

23ª Emissão de Debêntures

Em 13 de setembro de 2018, a Companhia emitiu 3.000.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, nominativas e escriturais, em três séries, com valor nominal unitário de R\$1.000,00, no valor total de R\$3.000.000.000,00.

Para maiores informações sobre as emissões de debêntures, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

24ª Emissão de Debêntures

Em 28 de Junho de 2019, a Companhia emitiu 1.500,00 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, nominativas e escriturais, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$1.000,00, no valor total de R\$1.500.000,00.

6ª Emissão de Notas Promissórias

Em 9 de Setembro de 2019, a Companhia emitiu 86 notas promissórias, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 2.500.000,00, no valor total de R\$215.000.000,00.

Para maiores informações sobre as emissões de debêntures, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

Oferta Pública de Aquisição de Ações da Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.

Em 17 de abril de 2018, a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. ("Enel") publicou um edital de oferta pública voluntária para aquisição de até a totalidade das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal de emissão da Companhia, excluídas as ações mantidas em tesouraria ("OPA Enel"), posteriormente aditado em 18 de abril de 2018, 19 de abril de 2018, 23 de abril de 2018, 25 de abril de 2018, 26 de abril de 2018, 07 de maio de 2018, 14 de maio de 2018 e 30 de maio de 2018.

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

O leilão da OPA Enel para aquisição do controle da Companhia foi realizado em 4 de junho de 2018, tendo sido adquiridas, pela Enel, 122.799.289 ações ordinária de emissão da Companhia, representativas de 73,38% do capital total e votante da Companhia, incluindo as ações em tesouraria, pelo preço de R\$45,22 por ação.

Em 13 de julho de 2018, a Enel concluiu a aquisição das ações ordinárias de emissão da Companhia detidas por acionistas minoritários que solicitaram a venda até o dia 04 de julho de 2018. Essa aquisição ocorreu em três fases, nos dias 27 de junho, 06 de julho e 13 de julho de 2018, totalizando 33.359.292 ações, correspondentes a 19,9% do capital total e volante da Companhia.

Com a referida aquisição e o término do prazo de 30 (trinta) dias em que a Enel estava obrigada, na forma do artigo 32-A da Instrução CVM nº 361/02 e do item 3.4.2 do Edital da OPA Enel, a adquirir as ações não vendidas no leilão da OPA Enel, realizado em 04 de junho de 2018, a Enel passa a deter 156.158.581 ações de emissão da Companhia, correspondentes a 93,3% do seu capital total e votante.

De acordo com a legislação e regulamentação aplicável, além do estabelecido no contrato de concessão da Companhia, foi necessária a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (“ANEEL”) em decorrência da alteração do controle societário da Companhia.

Em 21 de maio de 2018, a Enel protocolou junto à ANEEL solicitação de anuência para a aquisição de até 100% das ações ordinárias de emissão da Companhia e, em 11 de junho de 2018, tal anuência foi formalizada pela ANEEL.

Para maiores informações sobre a OPA Enel, vide item 15.7 deste Formulário de Referência.

Oferta Pública de Aquisição de Ações da Eletropaulo para Conversão de Categoria

No dia 26 de junho de 2019, a Enel Brasil S.A., comunicou à Companhia sua intenção de lançar a Oferta visando à Conversão de Registro, com a consequente Saída do Novo Mercado. A Companhia, por sua vez, divulgou na mesma data fato relevante informando acerca: (i) do pedido de registro da Oferta junto à CVM, nos termos da Instrução CVM 361 e da Lei das Sociedades por Ações; e (ii) da disponibilização do Laudo de Avaliação elaborado pelo Avaliador. O pedido de registro da Oferta foi aprovado pela CVM em 17 de outubro de 2019, e comunicado ao mercado em mesma data.

No dia 21 de outubro de 2019, a Companhia comunicou o lançamento, pela Enel Brasil S.A., controladora direta da Companhia, de Oferta Pública de Aquisição de Ações ordinárias de emissão da Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta da Eletropaulo perante a CVM sob a categoria “A” e conversão para a categoria “B”.

O leilão da OPA para Conversão de Categoria foi realizado no dia 21 de novembro de 2019, com o seguinte resultado: (i) a Enel Brasil S.A. adquiriu 2.959.302 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 1,48% do seu capital social total; e (ii) remanesceram em circulação 5.174.50 ações ordinárias de emissão da Eletropaulo, representativas de 2,58% do seu capital social total (“Ações Remanescentes”). As ações foram adquiridas pelo preço unitário de R\$ 49,39, totalizando o valor de R\$ 146.159.925,78. A liquidação financeira das aquisições realizadas no Leilão ocorreu em 25 de novembro de 2019.

Após a liquidação, conforme previsto em Edital da Oferta, a Companhia deveria promover o resgate compulsório das ações remanescentes (“resgate compulsório”), cuja aprovação em Assembleia Geral Extraordinária foi realizada no dia 26 de novembro de 2019. Desse modo, foram resgatadas todas as 5.174.050 ações ordinárias de emissão da Companhia em circulação, representativas de 2,58% do seu capital social total. O preço por ação foi de R\$49,46, correspondente ao preço de

18. Valores mobiliários / 18.9 - Ofertas públicas de distribuição

liquidação da Oferta, atualizado por SELIC até a data do pagamento do resgate compulsório, realizado no dia 05 de dezembro de 2019.

18. Valores mobiliários / 18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas

(a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

20ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da 20ª emissão de debêntures foram destinados para o reperfilamento do passivo da Companhia e para o reforço do capital de giro.

21ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da 21ª emissão de debêntures foram destinados para atividades de refinanciamento de seu passivo e para o reforço de capital de giro.

22ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da 22ª emissão de debêntures foram destinados para novos investimentos e para o reforço de capital de giro.

23ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da 23ª emissão de debêntures foram destinados para atividades de refinanciamento de seu passivo, dentro dos seus negócios de gestão ordinária.

24ª Emissão de Debêntures

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da 24ª emissão de debêntures foram destinados para alongamento do perfil de seu endividamento e para projetos de infraestrutura de Distribuição de energia Elétrica.

6ª Emissão de Notas Promissórias

Os recursos líquidos obtidos pela Companhia por meio da 6ª emissão de Notas Promissórias foram destinados para reforço do capital de giro da Companhia.

(b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

(c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, uma vez que os recursos foram utilizados conforme as propostas de aplicação.

18. Valores mobiliários / 18.11 - Ofertas públicas de aquisição

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

18.12 - Outras informações relevantes

Outras Características dos Valores Mobiliários citados no item 18.5

23ª Emissão de Debêntures pela Companhia

As debêntures serão declaradas vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência dos seguintes eventos: (i) alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas representando no mínimo, 66% (sessenta e seis por cento) das Debêntures da respectiva série, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (conforme abaixo definido) da série em questão, cuja convocação mencione expressamente esta matéria, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Standard & Poor's Rating Services ("S&P"), Fitch Ratings ("Fitch") ou equivalente pela Moody's Investors Service ("Moody's"). Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Fiadora, deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora; (ii) transformação do tipo societário da Emissora, inclusive transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (iii) transferência ou qualquer forma de cessão ou promessa de cessão a terceiros, pela Emissora e/ou pela Fiadora, das obrigações assumidas nesta Escritura, sem a prévia anuência dos Debenturistas representando, no mínimo, 66% (sessenta e seis por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva série, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (conforme abaixo definido) da série em questão, cuja convocação mencione expressamente esta matéria; (iv) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Fiadora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão não sanada dentro de um prazo de 15 (quinze) Dias Úteis do recebimento de comunicação acerca do referido descumprimento: (A) pela Emissora e/ou pela Fiadora ao Agente Fiduciário; ou (B) pelo Agente Fiduciário à Emissora e/ou à Fiadora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico; (v) nacionalização, desapropriação, confisco ou qualquer ato governamental que acarrete a apreensão de ativos da Emissora essenciais para a consecução de sua atividade de distribuidora de energia elétrica, apreensão esta que afete de forma relevante e negativa a capacidade da Emissora de honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Debêntures; (vi) se a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto: (a) nos casos em que a incorporação, cisão ou fusão não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch) conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's; (b) nos casos em que realizadas entre sociedades integrantes do seu grupo econômico; (c) mediante anuência prévia dos Debenturistas representando, no mínimo, 66% (sessenta e seis por cento) das Debêntures em Circulação da respectiva série, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (conforme abaixo definido) da série em questão; ou (d) se assegurado o resgate das Debêntures para Debenturistas dissidentes, nos termos do §1º do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações; (vii) se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes; (viii) não observância, pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, a ser calculado e apurado pela Emissora, e acompanhado e revisado trimestralmente pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao terceiro trimestre de 2018 ("Índice Financeiro"): o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo), que não deverá ser superior a 3,5 (três

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

inteiros e cinco décimos); (ix) comprovação da inveracidade de qualquer declaração feita pela Emissora ou pela Fiadora nesta Escritura de Emissão, bem como provarem-se ou revelarem-se falsas, incorretas, enganosas, inconsistentes ou imprecisas quaisquer das declarações ou garantias prestadas pela Emissora ou pela Fiadora nesta Escritura de Emissão, em qualquer caso, que afete de forma adversa e relevante as Debêntures; (x) redução do capital social da Emissora sem observância do disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto para absorção de prejuízos acumulados, ou se tiver sido previamente aprovada pela maioria dos Debenturistas; (xi) perda ou cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora na CVM, observado que a Emissora poderá converter seu registro para companhia aberta “Categoria B”; (xii) cessão, venda e/ou qualquer forma de alienação (“Alienação”) pela Emissora por qualquer meio, de forma gratuita ou onerosa, de bens do ativo não-circulante da Emissora cujo valor individual ou agregado seja superior a 20% (vinte por cento) do ativo total da Emissora (conforme apurado com base nas demonstrações financeiras da Emissora mais recentes divulgada anteriormente à respectiva Alienação), observado que não estão vedados por este item (a) qualquer forma de cessão ou alienação fiduciária em garantia de qualquer ativo da Emissora, (b) a Alienação de ativos para substituição dos mesmos por ativos equivalentes; e/ou (c) a Alienação de recebíveis da Emissora; (xiii) caso a Fiança, por qualquer motivo, venha a deixar de ser válida ou deixe de ser oponível em relação à Fiadora, ou, ainda caso a Emissora, a Fiadora ou quaisquer terceiros tentem praticar ou interpor, ou pratiquem ou interponham, quaisquer atos ou medidas, judiciais ou extrajudiciais, que objetivem anular, questionar, revisar, cancelar, repudiar, suspender ou invalidar a Fiança e/ou quaisquer das obrigações da Fiadora nos termos da presente Escritura de Emissão; (xiv) inadimplemento de qualquer dívida financeira ou qualquer obrigação pecuniária em qualquer (quaisquer) acordo(s) do(s) qual(is) a Emissora e/ou a Fiadora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda, exceto se (a) sanado no prazo máximo de 3 (três) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento; ou (b) a Emissora ou a Fiadora, conforme o caso, obtiver as medidas legais e/ou judiciais cabíveis para o não pagamento no prazo máximo de 3 (três) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento; (xv) questionamento judicial da validade ou exequibilidade das Debêntures, por qualquer pessoa não mencionada no inciso (viii) da Cláusula 6.1.1, desta Escritura de Emissão, da Fiança, desde que não contestado tempestivamente pela Emissora ou pela Fiadora com vistas à elisão de tal questionamento, após validamente citada ou intimada.

24ª Emissão de Debêntures

Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que acarretam o vencimento automático das obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão: (i) falta de pagamento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária decorrente das Debêntures, não sanada no prazo de 2 (dois) Dias Úteis contado das respectivas datas de vencimento; (ii) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial formulado pela Emissora, independentemente de deferimento do respectivo pedido; (iii) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de autofalência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora; (iv) descumprimento de qualquer ordem de pagamento de quantia certa oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor total ultrapasse R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais); (v) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida e/ou obrigações financeiras da Emissora, assim entendidas as dívidas contraídas pela Emissora por meio de operações no mercado financeiro ou de capitais, local ou internacional, em valor individual ou global superior a R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais) na data da referida declaração de vencimento antecipado; (vi) término antecipado da concessão ou intervenção pelo poder concedente, por qualquer motivo, na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica da Emissora; (vii) protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$90.000.000,00

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

(noventa milhões de reais), salvo se no prazo de 15 (quinze) Dias Úteis contados da data do respectivo protesto: (a) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; ou (b) o protesto for cancelado ou validamente contestado em juízo; (viii) comprovação da não utilização, pela Emissora, dos recursos líquidos obtidos com a Emissão estritamente nos termos desta Escritura de Emissão, desde que previamente comunicado à Emissora e não esclarecido dentro de um prazo de 5 (cinco) Dias Úteis do recebimento da comunicação; (ix) questionamento judicial da validade ou exequibilidade desta Escritura de Emissão, pela Emissora, por qualquer controladora (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, por qualquer sociedade controlada (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) pela Emissora, e/ou por qualquer coligada da Emissora; ou (x) se for declarada a invalidade, nulidade ou inexecutibilidade desta Escritura de Emissão, por meio de decisão judicial transitada em julgado ou por decisão arbitral final.

Constituem Eventos de Vencimento Antecipado não automático que podem acarretar o vencimento das obrigações decorrentes das Debêntures: (i) alteração do controle acionário (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações) da Emissora, sem a prévia anuência dos Debenturistas representando no mínimo, o quórum previsto na Cláusula 10.11(iv) abaixo, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (conforme abaixo definido) da série em questão, cuja convocação mencione expressamente esta matéria, exceto no caso em que a alteração do controle acionário não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch), conforme rating atribuído pela Standard & Poor's Rating Services ("S&P"), Fitch Ratings ("Fitch") ou equivalente pela Moody's Investors Service ("Moody's"). Para fins deste subitem, somente haverá alteração do controle acionário da Emissora se a Enel Brasil S.A., inscrita no CNPJ/ME sob o n.º 07.523.555/0001-67, deixar de ser a controladora direta ou indireta da Emissora; (ii) transformação do tipo societário da Emissora, inclusive transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; (iii) transferência ou qualquer forma de cessão ou promessa de cessão a terceiros, pela Emissora, das obrigações assumidas nesta Escritura, sem a prévia anuência dos Debenturistas representando, no mínimo, o quórum previsto na Cláusula 10.11(iv) abaixo, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (conforme abaixo definido) da série em questão, cuja convocação mencione expressamente esta matéria; (iv) falta de cumprimento pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão não sanada dentro de um prazo de 15 (quinze) Dias Úteis do recebimento de comunicação acerca do referido descumprimento: (a) pela Emissora ao Agente Fiduciário; ou (b) pelo Agente Fiduciário à Emissora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico de cura; (v) nacionalização, desapropriação, confisco ou qualquer ato governamental que acarrete a apreensão de ativos da Emissora essenciais para a consecução de sua atividade de distribuidora de energia elétrica, apreensão esta que afete de forma relevante e negativa a capacidade da Emissora de honrar tempestivamente as obrigações pecuniárias relativas às Debêntures; (vi) se a Emissora sofrer qualquer operação de incorporação, cisão ou fusão, exceto: (a) nos casos em que a incorporação, cisão ou fusão não resulte em rebaixamento do rating da Emissão em mais de 1 (um) nível (notch) conforme rating atribuído pela Fitch, Moody's ou Standard & Poor's; (b) nos casos em que realizadas entre sociedades integrantes do seu grupo econômico; (c) mediante anuência prévia dos Debenturistas representando, no mínimo, o quórum previsto na Cláusula 10.11(iv), reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas (conforme abaixo definido) da série em questão; ou (d) se assegurado o resgate das Debêntures para Debenturistas dissidentes, nos termos do §1º do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações; (vii) se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes; (viii) não observância, pela Emissora, por 2 (dois) trimestres consecutivos do seguinte índice financeiro no limite abaixo estabelecido nas datas das suas respectivas apurações trimestrais constantes das Informações

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

Trimestrais - ITR e/ou das Demonstrações Financeiras Padronizadas – DFP apresentadas pela Emissora à CVM, a ser calculado e apurado pela Emissora, e acompanhado e revisado trimestralmente pelo Agente Fiduciário, sendo que a primeira verificação para fins deste subitem ocorrerá com relação ao segundo trimestre de 2019 (“Índice Financeiro”): o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado (conforme definidos abaixo), que não deverá ser superior a 3,5 (três inteiros e cinco décimos); Onde: “Dívida Líquida Financeira” significa a Dívida da Emissora e das suas subsidiárias em base consolidada de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras. “Dívida” significa o somatório de: (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo; (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas ou instrumentos similares; (c) saldo líquido das operações da Emissora evidenciados por contratos de derivativos; (d) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários; e (g) dívidas com Pessoas Ligadas (conforme definido abaixo) listadas no passivo da Emissora, líquidas dos créditos com Pessoas Ligadas listadas no ativo da Emissora; excluindo-se: (i) os valores referentes aos contratos que não sejam mútuos, empréstimos e/ou financiamentos firmados com essas Pessoas Ligadas e desde que descritos em notas explicativas das Demonstrações Financeiras da Emissora, e (ii) os mútuos subordinados firmados com essas Pessoas Ligadas, definidos como quaisquer mútuos que (A) possuam cláusula expressa de subordinação às obrigações decorrentes de debêntures emitidas pela Emissora, e (B) não contenham garantia de qualquer natureza; (iii) os empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”); (iv) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (v) os empréstimos concedidos por entidades governamentais com o exclusivo objetivo de recompor o caixa das distribuidoras já afetado pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa; e (vi) o valor da dívida equivalente aos ganhos e perdas atuariais reconhecidos contra o Patrimônio Líquido. As exclusões mencionadas nos itens “i” e “ii” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades. Para fins desta Escritura, “Pessoas Ligadas” significa, com relação a qualquer pessoa, qualquer pessoa física ou jurídica que seja controladora, controlada, coligada ou esteja sob controle comum com a mesma, em quaisquer de tais casos, de forma direta ou indireta. Para evitar dúvidas de interpretação, fica estabelecido que passivos referentes a alugueis e arrendamentos de qualquer natureza não são compreendidos no conceito de “Dívida Líquida Financeira”. “EBITDA Ajustado” significa o somatório dos últimos 12 (doze) meses: (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (ii) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”; (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima; (v) atualização do ativo financeiro da concessão (positivos e negativos no resultado), desde que não incluídos no resultado operacional acima; (vi) provisão para contingências; (vii) provisão para créditos de liquidação duvidosa; (viii) baixas de títulos incobráveis; e (ix) perda na desativação de bens e direitos. Caso seja editada nova lei ou ato normativo que altere a metodologia de apuração contábil no Brasil a partir da presente data, tais alterações serão obrigatoriamente desconsideradas para fins de cálculo da Dívida Líquida Financeira ou do EBITDA Ajustado, prevalecendo a regra contábil em vigor nesta data. (ix) comprovação da inveracidade de qualquer declaração feita pela Emissora nesta Escritura de Emissão, bem como provarem-se ou

18. Valores mobiliários / 18.12 - Outras inf. Relev. - Val. Mobiliários

revelarem-se falsas, incorretas, enganosas, inconsistentes ou imprecisas quaisquer das declarações ou garantias prestadas pela Emissora nesta Escritura de Emissão, em qualquer caso, que caracterize um Efeito Adverso Relevante; (x) redução do capital social da Emissora sem observância do disposto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, exceto para absorção de prejuízos acumulados, ou se tiver sido previamente aprovada pela maioria dos Debenturistas; (xi) perda ou cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora na CVM, observado que a Emissora poderá converter seu registro para companhia aberta "Categoria B"; (xii) cessão, venda e/ou qualquer forma de alienação ("Alienação") pela Emissora por qualquer meio, de forma gratuita ou onerosa, de bens do ativo não-circulante da Emissora cujo valor individual ou agregado seja superior a 20% (vinte por cento) do ativo total da Emissora (conforme apurado com base nas demonstrações financeiras da Emissora mais recentes divulgada anteriormente à respectiva Alienação), observado que não estão vedados por este item (a) qualquer forma de cessão ou alienação fiduciária em garantia de qualquer ativo da Emissora, (b) a Alienação de ativos para substituição dos mesmos por ativos equivalentes; e/ou (c) a Alienação de recebíveis da Emissora; (xiii) inadimplemento de qualquer dívida financeira e/ou no mercado de capitais ou qualquer obrigação pecuniária em qualquer (quaisquer) acordo(s) ou contrato(s) do(s) qual(is) a Emissora seja parte como devedora ou garantidora, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$90.000.000,00 (noventa milhões de reais), ou seu equivalente em outra moeda, exceto se (a) sanado no prazo máximo de 3 (três) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento; ou (b) a Emissora, conforme o caso, obtiver as medidas legais e/ou judiciais cabíveis para o não pagamento no prazo máximo de 3 (três) Dias Úteis contados do respectivo inadimplemento; (xiv) questionamento judicial da validade ou exequibilidade das Debêntures, por qualquer pessoa não mencionada no inciso (ix) da Cláusula 6.1.1, desde que não contestado tempestivamente pela Emissora com vistas à elisão de tal questionamento, após validamente citada ou intimada.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.1 - Descrição - planos de recompra

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve planos de recompra aprovados pela administração da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais.

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.2 - Movimentação v.m. em tesouraria**Exercício social 31/12/2018**

Espécie de ação	Classe ação preferencial	Descrição dos valores mobiliários	Fator cotação R\$ por Unidade
Movimentação		Quantidade	Preço médio ponderado de aquisição/alienação
Quantidade Inicial		0	
Quantidade adquirida		3.058.154	49.236.279,40
Quantidade alienada		0	0,00
Quantidade cancelada		0	
Quantidade final		3.058.154	
Relação valores mobiliários em circulação		0,000000%	

19. Planos de recompra/tesouraria / 19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria**19.3 - Outras inf. Relev. – recompra / tesouraria**

No dia 30 de dezembro de 2019, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o cancelamento das 3.058.154 (três milhões, cinquenta e oito mil e cento e cinquenta e quatro) ações ordinárias de emissão da Companhia mantidas em tesouraria, sem redução do capital social. Com a operação, a Enel passou a deter 197.466.862 ações ordinárias de emissão da Companhia.

20. Política de negociação / 20.1 - Descrição - Pol. Negociação

Data aprovação	15/05/2008
Órgão responsável pela aprovação	Conselho de Administração
Cargo e/ou função	A Companhia, seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, membros do Conselho de Administração, diretores, membros do Conselho Fiscal, membros dos comitês ou de quaisquer órgãos com funções técnicas e consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a Informações Relevantes, quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos Acionistas Controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia (“Pessoas Vinculadas”).

Principais características

A Companhia adota as regras estabelecidas na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) nº 358, de 3 de janeiro de 2002 (“Instrução CVM nº 358”), quanto à negociação de valores mobiliários de sua emissão. Sendo assim, as Pessoas Vinculadas são vedadas de negociar valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários de emissão da Companhia, nos períodos e condições descritos abaixo.

A Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Companhia tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelas Pessoas Vinculadas para evitar que os valores mobiliários sejam por elas negociados mediante a utilização de informação privilegiada, prevenindo, assim, a ocorrência da prática de insider trading, isto é, a utilização de informação privilegiada de que a pessoa vinculada tenha conhecimento e da qual deva manter sigilo, por força do disposto no artigo 155, §§ 1º a 4º, da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (“Lei das Sociedades por Ações”), e na Instrução da CVM nº 358, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiros, com valores mobiliários. A Política de Negociação de Valores Mobiliários pode ser acessada nos seguintes endereços: (i) sede da Companhia: Av. Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, Sítio Tamboré, CEP 06460-040, cidade de Barueri, Estado de São Paulo; e (ii) internet: site da Companhia (ri.enel.distribuicao.sp.com.br) no link “Governança”, a opção “Políticas e Regimentos”, site da CVM (www.cvm.gov.br) e site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (www.b3.com.br).

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização	Nenhuma Pessoa Vinculada com acesso à informação privilegiada poderá negociar a qualquer tempo valores mobiliários de emissão da Companhia, independente de determinação do Diretor de Relações com Investidores, antes que tal informação seja divulgada ao mercado. As Pessoas Vinculadas não poderão negociar valores mobiliários de emissão da Companhia nos seguintes períodos: (i) no período de 1 (um) mês que antecede o encerramento do exercício social, até a publicação do anúncio que colocar à disposição dos acionistas as demonstrações financeiras anuais da Companhia e demais documentos relacionados no artigo 133 da Lei das Sociedades por Ações; (ii) durante o período de 15 (quinze) dias anterior à divulgação das informações financeiras trimestrais; (iii) se estiver em curso a aquisição ou alienação, pela Companhia, de ações de sua própria emissão; (iv) se houver intenção de promover fusão, incorporação, cisão total ou parcial, transformação ou reorganização societária envolvendo a Companhia; (v) quando tiverem conhecimento de informação relevante ainda não divulgada ao mercado, até o momento em que tal divulgação for efetivada; (vi) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela CVM; e/ou (vii) nos demais períodos declarados pelo Diretor de Relações com Investidores como períodos especiais de vedação à negociação.
--	--

20. Política de negociação / 20.2 - Outras inf.relev - Pol. Negociação

20.2 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 20.

21. Política de divulgação / 21.1 - Normas, regimentos ou procedimentos

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

21. Política de divulgação / 21.2 - Descrição - Pol. Divulgação

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a

21. Política de divulgação / 21.3 - Responsáveis pela política

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

A Companhia é registrada na CVM como emissora na Categoria "B", nos termos do artigo 2º, inciso II, da Instrução da CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, conforme alterada e, portanto, a apresentação das informações deste item é facultativa.

21. Política de divulgação / 21.4 - Outras inf.relev - Pol. Divulgação

21.4 - Outras informações relevantes

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação a este item 21.